

### ANÁLISIS RAZONADO ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2019

- Los ingresos mostraron un aumento de un 23,3% comparado con el periodo anterior llegando a US\$ 7.228 millones, explicado principalmente por mayores ingresos en Brasil y Argentina.
- El EBITDA aumentó en 25,3% alcanzando los US\$ 2.070 millones, explicado principalmente por mejores resultados en Brasil producto de la incorporación de Enel Distribución Sao Paulo en junio de 2018, mejores resultados en Enel Distribución Goiás, y en nuestra filial generadora Fortaleza. Adicionalmente, destacan mejores resultados en Argentina por US\$ 279 millones, fundamentalmente explicados por el acuerdo suscrito por Edesur con el Estado Nacional argentino, que puso fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el periodo 2006-2016, netos de la devaluación de la moneda.

País	EBITDA		
	30 de junio		Variación %
	2019	2018	
	(cifras en millones de US\$)		
Argentina	402	253	58,6
Brasil	765	511	49,7
Colombia	636	622	2,2
Perú	281	278	1,1
<b>Enel Américas (*)</b>	<b>2.070</b>	<b>1.652</b>	<b>25,3</b>

(\*) Incluye Holding y eliminaciones

- El Resultado de Explotación (EBIT) aumentó en 17,4%, llegando a US\$ 1.466 millones, explicado por un aumento en EBITDA neto de mayores 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 US\$ 544 millones, un 35,2% mejor que el primer semestre del año anterior, explicado principalmente por mejores resultados en Enel Brasil producto de la adquisición de Enel Sao Paulo y mejores resultados en Argentina, por el acuerdo regulatorio suscrito por Edesur y el Estado Nacional argentino, parcialmente compensado por un mayor gasto financiero en Enel Brasil producto de la adquisición de Enel Sao Paulo.

- La deuda financiera neta alcanzó los US\$ 7.916 millones, un 19% mayor que al cierre de 2018, explicado principalmente por la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo en 2018.
- El CAPEX del período ascendió a US\$ 705 millones, un 8.5% más que en el mismo período del año anterior, explicado principalmente por mayores inversiones en Argentina y Brasil.

### RESUMEN POR NEGOCIO

#### Generación

- El negocio de generación estuvo prácticamente en línea con el mismo período del año anterior, llegando a un EBITDA, de US\$ 811 millones. En términos operacionales el EBITDA en generación aumentó US\$ 148 millones, explicado por Argentina, Colombia y Brasil, lo cual fue más que compensado por el impacto negativo de US\$ 158 millones producto de la devaluación de las monedas.

#### Información Física

	2018	2019	Variación
Total Ventas (GWh)	31.869	34.848	9,3%
Total Generación (GWh)	19.801	19.278	-2,6%

- En distribución, el EBITDA fue un 49.1% superior al del mismo período de 2018, llegando a US\$ 1.304 millones, explicado principalmente por Brasil, debido a la consolidación de Enel Distribución Sao Paulo y al acuerdo suscrito por Edesur con el Estado Nacional argentino, que generó otros ingresos operacionales por US\$ 279 millones. El número de clientes consolidado mostró un aumento de 102.248 mientras que las ventas físicas crecieron un 44.9% explicado principalmente por Enel Sao Paulo.

#### Información Física

	2018	2019	Variación
Total Ventas (GWh)	41.305	59.863	44,9%
Número de clientes	24.437.834	24.540.082	0,4%

### RESUMEN FINANCIERO

- La liquidez disponible, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:
  - Caja y caja equivalente US\$ 1.409 millones
  - Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días US\$ 1.535 millones
  - Líneas de crédito comprometidas disponibles US\$ 1.052 millones
  
- La tasa de interés nominal promedio en junio 2019 aumentó hasta 7,5% desde 7,3% del mismo periodo del año anterior, influenciado principalmente por un mayor costo de la deuda en Brasil. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado con mejores condiciones de tasas en el refinanciamiento de deudas en Colombia, una menor inflación en Brasil y una reducción de la toma de deuda asociada al IPC en un período que aumentó la inflación 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\$ 775 millones y forwards por US\$ 675 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\$ 341 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 ~ US\$ 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 30 de junio 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/US\$) al 30 de junio 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 30 de junio 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 30 de junio 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	3.538	3.683	5,6%	5,4%
Enel Generación El Chocón S.A.	SIN Argentina	1.128	1.381	1,8%	2,0%
Central Dock Sud	SIN Argentina	1.337	2.231	2,1%	3,3%
Enel Generación Perú S.A. (Edegel)	SICN Peru	5.454	5.159	20,7%	20,5%
Enel Generación Piura S.A. (Piura)	SICN Peru	296	299	1,1%	1,2%
Emgesa S.A.	SIN Colombia	8.684	8.843	24,6%	26,2%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	SICN Brasil	11.003	8.275	4,5%	3,5%
Enel Generación Fortaleza S.A.	SICN Brasil	2.303	1.362	0,9%	0,6%
EGP Volta Grande S.A.	SICN Brasil	1.106	637	0,5%	0,3%
<b>Total</b>		<b>34.848</b>	<b>31.869</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. (Edesur)	8.258	9.042	14,8%	12,9%	2.479	2.543	685	633
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	4.178	4.040	8,1%	8,2%	1.431	1.409	2.426	2.401
Enel Distribución Río S.A.	5.772	5.635	21,8%	20,8%	2.943	2.983	3.037	3.082
Enel Distribución Ceará S.A.	5.898	5.708	13,7%	14,0%	3.893	3.976	3.476	3.582
Enel Distribución Goiás S.A.	6.920	6.582	11,2%	12,5%	3.065	2.972	2.886	2.688
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	21.798	3.418	9,5%	9,6%	7.247	7.166	1.072	943
Codensa S.A.	7.039	6.880	7,8%	7,9%	3.481	3.388	2.256	2.238
<b>Total</b>	<b>59.863</b>	<b>41.305</b>	<b>12,4%</b>	<b>12,3%</b>	<b>24.540</b>	<b>24.438</b>	<b>1.566</b>	<b>1.446</b>

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

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS  
AL 30 DE JUNIO 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 30 de junio 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	
	jun-19	jun-18	jun-19	jun-18	jun-19	jun-18	jun-19	jun-18	jun-19	jun-18	jun-19	jun-18	jun-19	jun-18
<b>Ingresos por ventas de energía</b>														
<b>Generación</b>	212	164	336	406	593	594	269	242	1.410	1.406	(380)	(342)	1.030	1.064
Cientes Regulados	-	-	227	136	317	329	138	130	682	595	(462)	(342)	220	253
Cientes no Regulados	-	-	90	221	208	223	114	106	412	550	82	-	494	550
Ventas de Mercado Spot	212	164	13	47	68	42	11	4	304	257	-	-	304	257
Otros Clientes	-	-	6	2	-	-	6	2	12	4	-	-	12	4
<b>Distribución</b>	575	759	3.123	2.057	687	706	457	441	4.843	3.963	(12)	-	4.831	3.963
Residenciales	257	268	1.834	1.015	391	350	249	225	2.731	1.858	(12)	-	2.719	1.858
Comerciales	213	271	733	474	186	167	55	57	1.187	969	-	-	1.187	969
Industriales	72	84	244	139	72	67	79	90	467	380	-	-	467	380
Otros Consumidores	33	136	312	429	38	122	74	69	458	756	-	-	458	756
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(160)	(150)	(158)	(117)	(74)	(75)	(392)	(342)	392	342	-	-
<b>Ingresos por Ventas de Energ</b>	<b>787</b>	<b>923</b>	<b>3.299</b>	<b>2.313</b>	<b>1.122</b>	<b>1.183</b>	<b>652</b>	<b>608</b>	<b>5.861</b>	<b>5.027</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5.861</b>	<b>5.027</b>
<b>variación en millones de US\$</b>	<b>(136)</b>	<b>14,7%</b>	<b>986</b>	<b>42,6%</b>	<b>(61)</b>	<b>(5,2%)</b>	<b>44</b>	<b>7,2%</b>	<b>834</b>	<b>16,6%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>834</b>	<b>16,6%</b>

### 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 al 30 de junio de 2019, fue de US\$ 544 millones, lo que representa un aumento de un 35,2% con respecto al resultado de US\$ 403 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 30 de junio de 2019 y 2018:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	30-06-2019	30-06-2018	Variación	Variación
	(cifras en millones de US\$)			
				%
<b>Ingresos</b>	<b>7.228</b>	<b>5.864</b>	<b>1.364</b>	<b>23,3%</b>
Ingresos de actividades ordinarias	6.493	5.463	1.030	18,9%
Otros ingresos de explotación	735	401	334	83,4%
<b>Materias Primas y Consumibles Utilizados</b>	<b>(4.213)</b>	<b>(3.399)</b>	<b>(814)</b>	<b>(24,0%)</b>
Compras de energía	(3.035)	(2.406)	(629)	(26,1%)
Consumo de combustible	(147)	(113)	(34)	(30,0%)
Gastos de transporte	(552)	(423)	(129)	(30,3%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(479)	(457)	(22)	(4,8%)
<b>Margen de Contribución</b>	<b>3.015</b>	<b>2.465</b>	<b>550</b>	<b>22,3%</b>
Gastos de personal	(346)	(334)	(12)	(3,5%)
Otros gastos por naturaleza	(599)	(479)	(120)	(25,2%)
<b>Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)</b>	<b>2.070</b>	<b>1.652</b>	<b>418</b>	<b>25,3%</b>
Depreciación y amortización	(480)	(340)	(140)	(41,2%)
Pérdidas por deterioro	(124)	(63)	(61)	(98,0%)
<b>Resultado de Explotación (EBIT)</b>	<b>1.466</b>	<b>1.249</b>	<b>217</b>	<b>17,4%</b>
<b>Resultado Financiero</b>	<b>(266)</b>	<b>(217)</b>	<b>(49)</b>	<b>(22,7%)</b>
Ingresos financieros	244	163	81	50,1%
Gastos financieros	(657)	(497)	(160)	(32,3%)
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	86	-	86	100,0%
Diferencia de cambio	61	117	(56)	48,0%
<b>Otros Resultados distintos de la operación</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>(1)</b>	<b>(50,0%)</b>
Otras Ganancias (pérdidas)	1	2	(1)	(50,0%)
<b>Resultado Antes de Impuestos</b>	<b>1.201</b>	<b>1.034</b>	<b>167</b>	<b>16,2%</b>
Impuesto sobre sociedades	(374)	(374)	(0)	(0,0%)
<b>Resultado después de impuestos de las actividades continuadas</b>	<b>827</b>	<b>660</b>	<b>167</b>	<b>25,3%</b>
<b>Resultado del Período</b>	<b>827</b>	<b>660</b>	<b>167</b>	<b>25,3%</b>
<b>Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas</b>	<b>544</b>	<b>403</b>	<b>141</b>	<b>35,2%</b>
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	283	257	26	10,3%
<b>Utilidad por acción USD(*)</b>	<b>0,00948</b>	<b>0,00701</b>	<b>0,00247</b>	<b>35,2%</b>

(\*) Al 30 de junio de 2019 y 2018, el número promedio de acciones ordinarias en circulación son 57.452.644.668 y 57.452.641.516, respectivamente.



# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS  
AL 30 DE JUNIO 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:

## ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

### Detalle efecto Hiperinflación en Argentina

(En millones de dólares - MMUS\$)

	(i)	(ii)	(iii)	(iv)	(v)
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	30-06-2019 Proforma Enel Américas sin hiperinflación MMUS\$	Efecto Aplicación NIC 29 MMUS\$	Efecto Aplicación NIC 21 MMUS\$	Ajustes MMUS\$	30-06-2019 Enel Américas reportado MMUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	6.446	70	(22)	48	6.493
Otros ingresos, por naturaleza	736	7	(9)	(2)	735
<b>Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza</b>	<b>7.182</b>	<b>77</b>	<b>(31)</b>	<b>46</b>	<b>7.228</b>
Materias primas y consumibles utilizados	(4.187)	(40)	15	(26)	(4.213)
<b>Margen de Contribución</b>	<b>2.995</b>	<b>37</b>	<b>(17)</b>	<b>20</b>	<b>3.015</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	85	2	(1)	1	86
Gastos por beneficios a los empleados	(427)	(8)	3	(5)	(432)
Gasto por depreciación y amortización	(446)	(36)	1	(35)	(480)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(122)	(2)	1	(2)	(124)
Otros gastos por naturaleza	(595)	(7)	3	(4)	(598)
<b>Resultado de Explotación</b>	<b>1.490</b>	<b>(14)</b>	<b>(9)</b>	<b>(24)</b>	<b>1.466</b>
<b>EBITDA</b>	<b>2.058</b>	<b>24</b>	<b>(11)</b>	<b>13</b>	<b>2.070</b>
Otras ganancias (pérdidas)	(0)	1	0	1	0
Ingresos financieros	242	4	(2)	2	244
Costos financieros	(654)	(7)	4	(3)	(657)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1	-	(0)	(0)	1
Diferencias de cambio	58	4	(1)	3	61
Resultado por unidades de reajuste	-	86	-	86	86
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>1.136</b>	<b>74</b>	<b>(9)</b>	<b>65</b>	<b>1.201</b>
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(349)	(27)	2	(25)	(374)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>787</b>	<b>48</b>	<b>(7)</b>	<b>40</b>	<b>827</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>787</b>	<b>48</b>	<b>(7)</b>	<b>40</b>	<b>827</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	498	51	(5)	46	544
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	289	(3)	(3)	(6)	283
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>787</b>	<b>48</b>	<b>(7)</b>	<b>40</b>	<b>827</b>

- (i) Refleja cuál habría sido el resultado consolidado de Enel Américas al 30 de junio 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 30 de junio de 2019.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS  
AL 30 DE JUNIO DE 2019



## EBITDA:

El EBITDA para el periodo finalizado al 30 de junio de 2019 fue de US\$ 2.070 millones, lo que presenta un aumento de US\$ 418 millones, equivalente a un incremento de un 25,3%, con respecto al EBITDA de US\$ 1.652 millones por el período terminado el 30 de junio 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 30 de junio de 2019 y 2018, se presentan a continuación:

EBITDA ACTIVIDADES CONTINUADAS POR SEGMENTO DE NEGOCIOS				
	Por los periodos terminados el 30 de junio de			
	2019	2018	Variación	Variación
	(Cifras en millones de US\$)			%
<b>Generación y Transmisión:</b>				
Argentina	223	166	57	34,3
Brasil	375	460	(85)	(18,5)
Colombia	612	620	(8)	(1,3)
Perú	284	296	(12)	(4,1)
<b>Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>1.494</b>	<b>1.542</b>	<b>(48)</b>	<b>(3,1)</b>
<b>Distribución:</b>				
Argentina	893	800	93	11,6
Brasil	3.948	2.603	1.345	51,7
Colombia	828	847	(19)	(2,24)
Perú	480	463	17	3,67
<b>Ingresos de Explotación Segmento de Distribución</b>	<b>6.149</b>	<b>4.713</b>	<b>1.436</b>	<b>30,5</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(415)	(391)	(24)	6,1
<b>Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas</b>	<b>7.228</b>	<b>5.864</b>	<b>1.364</b>	<b>23,3</b>
<b>Generación y Transmisión:</b>				
Argentina	(78)	(14)	(64)	(457,1)
Brasil	(169)	(264)	95	36,0
Colombia	(214)	(217)	3	1,4
Perú	(100)	(94)	(6)	(6,4)
<b>Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>(561)</b>	<b>(589)</b>	<b>28</b>	<b>4,8</b>
<b>Distribución:</b>				
Argentina	(445)	(463)	18	3,9
Brasil	(2.835)	(1.916)	(919)	(48,0)
Colombia	(479)	(510)	31	6,1
Perú	(310)	(312)	2	0,6
<b>Costos de Explotación Segmento de Distribución</b>	<b>(4.069)</b>	<b>(3.201)</b>	<b>(868)</b>	<b>(27,1)</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	417	391	26	(6,5)
<b>Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas</b>	<b>(4.213)</b>	<b>(3.399)</b>	<b>(814)</b>	<b>(24,0)</b>
<b>Generación y Transmisión:</b>				
Argentina	(20)	(28)	8	28,6
Brasil	(8)	(9)	1	11,1
Colombia	(14)	(15)	1	6,7
Perú	(14)	(15)	1	6,7
<b>Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>(56)</b>	<b>(67)</b>	<b>11</b>	<b>16,4</b>
<b>Distribución:</b>				
Argentina	(69)	(124)	55	44,4
Brasil	(170)	(94)	(76)	(80,9)
Colombia	(25)	(24)	(1)	(4,2)
Perú	(14)	(12)	(2)	(16,7)
<b>Gastos de Personal Segmento de Distribución</b>	<b>(278)</b>	<b>(254)</b>	<b>(24)</b>	<b>(9,4)</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(12)	(13)	1	7,7
<b>Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas</b>	<b>(346)</b>	<b>(334)</b>	<b>(12)</b>	<b>(3,5)</b>

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS  
AL 30 DE JUNIO DE 2019



Continuación:

	Por los períodos terminados el 30 de junio de			
	2019	2018	Variación	Variación
	(Cifras en millones de US\$)			%
<b>Generación y Transmisión:</b>				
Argentina	(15)	(15)	-	-
Brasil	(11)	(11)	-	-
Colombia	(19)	(20)	1	5,0
Perú	(21)	(21)	-	-
<b>Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>(66)</b>	<b>(67)</b>	<b>1</b>	<b>1,5</b>
<b>Distribución:</b>				
Argentina	(87)	(69)	(18)	(26,1)
Brasil	(335)	(229)	(106)	(46,3)
Colombia	(53)	(59)	6	10,2
Perú	(23)	(26)	3	11,5
<b>Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución</b>	<b>(498)</b>	<b>(383)</b>	<b>(115)</b>	<b>(30,0)</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(35)	(29)	(6)	(20,7)
<b>Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas</b>	<b>(599)</b>	<b>(479)</b>	<b>(120)</b>	<b>(25,2)</b>
<b>EBITDA</b>				
<b>Generación y Transmisión:</b>				
Argentina	110	109	1	0,9
Brasil	187	176	11	6,3
Colombia	365	368	(3)	(0,8)
Perú	149	166	(17)	(10,2)
<b>EBITDA Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>811</b>	<b>819</b>	<b>(8)</b>	<b>(1,0)</b>
<b>Distribución:</b>				
Argentina	292	144	148	102,8
Brasil	608	364	244	67,0
Colombia	271	254	17	6,7
Perú	133	113	20	17,7
<b>EBITDA Segmento de Distribución</b>	<b>1.304</b>	<b>875</b>	<b>429</b>	<b>49,0</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(46)	(42)	(4)	(8,3)
<b>Total EBITDA Consolidado Enel Américas</b>	<b>2.070</b>	<b>1.652</b>	<b>418</b>	<b>25,3</b>

## EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN:

### Argentina

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Argentina alcanzó los **US\$ 110 millones** a junio de 2019, lo que representa un aumento de **US\$ 1 millón** 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 US\$ 3 millones *debido principalmente a mayores ingresos producto de la alta indexación de las ventas al dólar estadounidense, a pesar de las menores ventas físicas.*)

Los **ingresos de explotación** de Enel Generación Costanera aumentaron en **US\$ 48 millones**, o 58,3%, a junio 2019 respecto de igual período del año anterior. Este aumento se explica por mayores ingresos de **US\$ 74 millones**, principalmente explicados por la alta indexación de las ventas a la evolución del dólar estadounidense, a pesar de las menores ventas físicas de período (-145 GWh). Además, se generaron **US\$ 14 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 **US\$ 40 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense 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 **US\$ 49 millones** y se explican principalmente por mayores consumos de gas por **US\$ 40 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, mayores costos de terceros asociados a la gestión de compra de combustible por US\$ 4 millones y por mayores costos por **US\$ 5 millones** por la actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengo, originados en la aplicación de NIC 29 en Argentina.

Los **gastos de personal disminuyeron en US\$ 6 millones** y se explican principalmente por menores costos por **US\$ 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 parcialmente compensado con aumento de salarios por **US\$ 4 millones**, explicados principalmente por el reconocimiento de la inflación.

Los **gastos por naturaleza aumentaron en US\$ 2 millones** y se explican principalmente por mayores costos por **US\$ 6 millones** por servicios técnicos compensado por **US\$ 4 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.

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 **US\$ 2 millones**, y por la aplicación de NIC 29, esto es ajustar por inflación las cuentas de resultados, un efecto positivo de **US\$ 7 millones**

### Enel Generación El Chocón: (EBITDA en línea respecto del período anterior)

Los **ingresos de explotación** de **Enel Generación El Chocón** disminuyeron en **US\$ 1 millón** respecto del mismo período de 2018, principalmente por menores ingresos por conversión por **US\$ 19 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 **US\$ 16 millones** explicados por la alta indexación de las ventas a la evolución del dólar estadounidense, a pesar de las menores ventas físicas del periodo (-253 GWh), y (ii) **US\$ 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.

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

Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 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 positivo de **US\$ 3 millones**.

### Central Dock Sud: (Menor EBITDA de US\$ 5 millones debido principalmente a los efectos de la devaluación del peso argentino)

Los **ingresos de explotación** de Central Dock Sud aumentaron en **US\$ 8 millones**, o **18,1%**, a junio de 2019 respecto del mismo período del año anterior, lo que se explica por **US\$ 24 millones** de mayores ingresos, producto de la alta indexación de las ventas a la evolución del dólar estadounidense, a pesar de las menores ventas físicas del período por (-894 GWh), principalmente producto de mantenimientos que se han ido efectuando en la turbina de gas TG-10, y por mayores ingresos por **US\$ 7 millones** por reconocimiento de siniestro turbina TG-09.

Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$ 23 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 **US\$ 15 millones** a igual período del año anterior, explicado principalmente por mayores gastos por consumo de gas por **US\$ 18 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. Lo anterior compensado fundamentalmente con menores costos 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 **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 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 estadounidense.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 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 **US\$ 1 millón**, y por la aplicación de NIC 29, esto es ajustar por inflación las cuentas de resultados, un efecto positivo de **US\$ 3 millones**.

### Enel Trading Argentina: (mayor EBITDA de US\$ 3 millones 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 **US\$ 187 millones** a junio 2019, lo que representa un aumento de **US\$ 11 millones** con respecto a igual período de 2018. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados a junio de 2019, se describen a continuación:

#### EGP Cachoeira Dourada S.A.: ( EBITDA en línea respecto de igual período del año anterior)

Los **ingresos de explotación de EGP Cachoeira Dourada** disminuyeron en **US\$ 20 millones**, o 7,5%, a junio de 2019. La disminución se explica principalmente por **US\$ 29 millones** de menores ingresos, producto de la devaluación de un 12,4% del real brasileño en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior fue compensado parcialmente con un incremento de **US\$ 9 millones** debido a mayores ventas físicas de energía (+2.728 GWh), por un mayor nivel de comercialización con clientes libres.

Los **costos de explotación de EGP Cachoeira Dourada** disminuyeron en **US\$ 19 millones**, o 4,1%, a junio de 2019, principalmente explicado por un aumento de **US\$ 2 millones** por mayores compras de energía (+2.463 GWh), compensados con **US\$ 21 millones** por menor efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **gastos de personal de EGP Cachoeira Dourada** se mantienen en línea respecto de igual período del año anterior.

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 US\$ 25 millones debido principalmente por mayores ventas de energía).

Los **ingresos de explotación de Enel Generación Fortaleza** aumentaron en **US\$ 25 millones**, principalmente por mayores ventas de energía (+ 941 GWh.) por **US\$ 47 millones**, destinado fundamentalmente a cubrir la demanda del período. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) menores efectos de conversión por **US\$ 12 millones**, debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense, (ii) menores indemnizaciones de seguros por siniestro de planta generadora por **US\$ 5 millones** y (iii) menores ingresos por **US\$ 5 millones** como resultado del reconocimiento de incentivo fiscal PROVIN (Programa de Incentivo y Desarrollo Industria).

Los **costos de explotación de Enel Generación Fortaleza** se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior. Los mayores aumentos por compra de energía por **US\$ 4 millones** (+ 1.255 GWh) y por mayor consumo de combustible por **US\$ 4 millones** se compensaron con la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense

**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 US\$ 3 millones debido principalmente a menores efectos de conversión debido a la devaluación de un 12,4% del real brasileño respecto del dólar estadounidense.**

**Enel Green Power Volta Grande (Menor EBITDA de US\$ 11 millones principalmente por mayores compras de energía)**

El **EBITDA** de Enel Green Power Volta Grande alcanzó los **US\$ 31 millones** a junio de 2019, lo que representa una disminución de **US\$ 11 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** aumentaron en **US\$ 4 millones** y se explican fundamentalmente mayores ventas de energía por **US\$ 9 millones**, correspondiente a 469 GWh. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores efectos de conversión por **US\$ 5 millones**, debido a la devaluación real brasileño respecto del dólar estadounidense.

Los **costos de explotación de EGP Volta Grande** aumentaron en **US\$ 14 millones**, debido principalmente a mayores compras de energía (+206 GWh).

**Los gastos de personal de EGP Volta Grande** se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior.

**Los otros gastos por naturaleza de EGP Volta Grande** aumentaron en **US\$ 1 millón** por mayores servicios de terceros.



### Colombia

El **EBITDA** de nuestra filial de generación en Colombia alcanzó los **US\$ 365 millones** a junio de 2019, menores en **US\$ 3 millones** respecto del mismo período de 2018. Las principales variables que explican esta situación, se describen a continuación:

**Emgesa S.A.: (EBITDA disminuyó en US\$ 3 millones principalmente por menores ventas físicas y efectos de la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense).**

Los **ingresos de explotación de Emgesa disminuyeron en US\$ 8 millones** o un 1,3% a junio de 2019. Esta disminución se explica principalmente por **(i)** menores ingreso por **US\$ 6 millones** debido a menores ventas físicas (- 159 GWh), **(ii)** menores ingresos por **US\$ 9 millones** correspondientes a indemnizaciones y lucro cesante reconocidos en 2018, por siniestros en Túnel Chivor que afectó la Central Guavio y **(iii)** disminución de **US\$ 66 millones** en efectos de conversión, debido a la devaluación de un 11,9% del peso colombiano en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado con un aumento en los ingresos por **US\$ 70 millones** por incremento en tarifa y **US\$ 3 millones** por mayores ventas de gas.

Los **costos de explotación de Emgesa disminuyeron en US\$ 4 millones**, y se explica principalmente por un menor efecto de conversión por **US\$ 24 millones**, debido a la devaluación peso colombiano. Lo anterior, fue parcialmente compensado por **(i)** mayores compras de energía de **US\$ 12 millones**, como consecuencia un aumento en los costos por **US\$ 22 millones** por mayor precio de compra, compensado por **US\$ 10 millones** por menores compras físicas (- 484 GWh) en el mercado spot, **(ii)** un aumento de **US\$ 4 millones** en el consumo de combustibles asociados a una mayor generación termo, y **(iii)** aumento de **US\$ 4 millones** por gastos de transporte.

Los **gastos de personal de Emgesa disminuyeron en US\$ 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 US\$ 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 US\$ 148 millones** a junio de 2019, lo que representa una disminución de **US\$ 18 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 US\$ 16 millones principalmente por menores ingresos por peajes y menos ingresos por siniestro en Central Térmica Ventanilla).**

Los **ingresos de explotación de Enel Generación Perú disminuyeron en US\$ 12 millones**, o 5,1% a junio de 2019. Esta disminución se explica principalmente por **(i) menores ingresos de peajes por facturación extraordinaria a clientes libres realizada en 2018 por US\$ 12 millones**, fundamentalmente explicada por un acuerdo con Cajamarquilla para resolver un litigio y **(ii) menores ingresos por US\$ 8 millones**, por provisiones reconocidas en 2018 relacionadas con siniestro en Central Térmica Ventanilla y **(iii) menores efectos por conversión por US\$ 4 millones**, por la devaluación de un 2,3% del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior, está fue parcialmente compensado por mayores ventas de energía por **US\$ 12 millones**, que corresponden a mayores ventas físicas (+ 295 GWh).

Los **costos de explotación de Enel Generación Perú aumentaron en US\$ 4 millones**, o 4,7%, a junio 2019, principalmente como consecuencia de mayores costos de transporte de gas por US\$ 3 millones e ingresos por peajes por US\$ 3 millones. Lo anterior, fue parcialmente compensado por menor consumo de petróleo por US\$ 2 millones, explicado por una mayor generación hidroeléctrica.

**Enel Generación Piura S.A. (EBITDA en línea respecto de igual período del año anterior).**

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

Los **costos de explotación de Piura S.A. aumentaron en US\$ 3 millones** principalmente por mayores consumos de combustibles.

**Chinango S.A.: (Menor EBITDA de US\$ 2 millones debido principalmente a menores ventas de energía y peajes)**

### EBITDA SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN:

#### Argentina

#### Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur): (mayor EBITDA de US\$ 148 millones principalmente por acuerdo regulatorio con el gobierno argentino.)

El **EBITDA de nuestra filial Edesur en Argentina alcanzó los US\$ 293 millones a junio de 2019**, lo que representa un aumento de **US\$ 149 millones** con respecto al mismo período del año anterior. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados a junio de 2019, se describen a continuación:

Los **ingresos de explotación en Edesur aumentaron en US\$ 94 millones**, o un 11,7% al cierre del primer semestre de 2019, que se explican fundamentalmente por **(i) mayores otros ingresos de explotación por US\$ 279 millones**, producto del acuerdo regulatorio suscrito entre Edesur y el Estado Nacional argentino, que puso fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el periodo de transición 2006-2016, **(ii) mayores ingresos de ventas de energía por US\$ 148 millones**, de los cuales **US\$ 176 millones** corresponden a incremento en la tarifa, compensado con menores ventas físicas por **US\$ 28 millones (+784 GWh)**, **(iii) US\$ 7 millones** por incremento en los precios de los peajes, principalmente por la inflación, y **(iv) mayores ingresos por US\$ 54 millones** producto de la actualización por IPC de los mismos desde la fecha de su devengamiento.

Lo anterior, fue parcialmente compensado por **US\$ 394 millones** por un menor efecto de conversión, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense 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.

Los **costos de explotación en Edesur disminuyeron en US\$ 18 millones**, o un 3,9 %, los cuales se explican fundamentalmente por menores efecto de conversión por **US\$ 230 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 US\$ 206 millones** en las compras de energía, de los cuales **US\$ 205 millones** se asocian a un aumento en los precios y **US\$ 31 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 **US\$ 30 millones**, y **(ii) un aumento de US\$ 6 millones** por alquileres equipos electrógenos y otros gastos.

Los **gastos de personal en Edesur disminuyen en US\$ 55 millones**, de los cuales **US\$ 62 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 **US\$ 10 millones** producto de mayores activaciones de mano de obra. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i) US\$ 11 millones** de incrementos salariales principalmente explicados por el reconocimiento de la inflación, y **(ii) US\$ 6 millones** 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 aumentaron en US\$ 17 millones**, y se explican principalmente por mayores gastos por servicios de mantenimientos y renovación de redes y otros por **US\$ 51 millones**, compensados por menores efectos de conversión por **US\$ 34 millones**, debido a la devaluación del peso argentino y por la aplicación de NIC 21 en una economía hiperinflacionaria, compensados con

A nivel de EBITDA de Edesur, producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias, se registró un efecto negativo de **US\$ 9 millones** y por la aplicación de NIC 29, esto es ajustar por inflación las cuentas de resultados, un efecto positivo de **US\$ 11 millones**.

Las **pérdidas de energía** aumentaron en 1.9 p.p. llegando a 14,8% a junio de 2019. El número de clientes en Edesur es de 2,48 millones a junio 2019, lo que representó una disminución de 64 mil clientes respecto del mismo período del año anterior.

### Brasil

El **EBITDA de nuestras filiales de distribución en Brasil alcanzó los US\$ 608 millones** a junio de 2019, lo que representa un aumento de **US\$ 244 millones** con respecto a igual período de 2018. Las principales variables, por filial, que explican este aumento a junio de 2019, se describen a continuación:

#### Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla): (Mayor EBITDA de US\$ 6 millones principalmente por mayores ingresos de explotación por recuperación de tarifa)

Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Río** se mantuvieron en línea respecto al mismo período del año anterior, principalmente por:

**Menores ventas de energía por US\$ 15 millones**, atribuible principalmente a los siguientes efectos: (i) menores ingresos por impuestos recibidos por pesquisas y desarrollos y eficiencia energética por **US\$ 61 millones**, (ii) menores efectos de conversión por **US\$ 65 millones**, debido a la devaluación de un 12,4% del real brasileño en relación con el dólar estadounidense, y (iii) menores ingresos de impuestos PIS/COFINS por **US\$ 16 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$ 127 millones** debido al efecto de mayores ingresos por recuperación de tarifa.

Por otra parte, **las otras prestaciones de servicios aumentaron en US\$ 19 millones**, explicadas fundamentalmente mayores ingresos por peajes por **US\$ 27 millones** y mayores ingresos por apoyos mutuos por **US\$ 2 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por menores efectos de conversión por **US\$ 10 millones**, debido a la devaluación real brasileño respecto del dólar estadounidense.

Por último, **los otros ingresos de explotación** disminuyeron en por **US\$ 4 millones**, explicados por **US\$ 10 millones** de menores ingresos debido a la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense, compensados por mayores ingresos por construcción por **US\$ 4 millones**, por aplicación de CINIIF 12 “Acuerdos de Concesión de Servicios” (en adelante “CINIIF 12”).

Los **costos de explotación** en Enel Distribución Río disminuyeron en **US\$ 4 millones**, o 0,8% a junio de 2019, que se explican principalmente:

**Las compras de energía aumentaron en US\$ 13 millones**, variación que se explica por: (i) aumento por **US\$ 53 millones** por mayores precios de tarifas industriales reguladas y riesgo hidrológico y (ii) **US\$ 40 millones** de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

**Los gastos de transporte de energía disminuyeron en US\$ 11 millones**, debido principalmente a los menores efectos de conversión originados por la devaluación del real brasileño.

**Los otros aprovisionamientos variables disminuyeron en US\$ 6 millones**, debido principalmente a **US\$ 10 millones** por menores efectos de conversión originados por la devaluación del real brasileño, compensados por **US\$ 4 millones** por mayores costos asociados a servicios de construcción, por aplicación de CINIIF 12.

Los **gastos de personal** en Enel Distribución Río disminuyeron en **US\$ 5 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 aumentaron en **US\$ 3 millones**, principalmente por **US\$ 9 millones** de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño, compensados con mayores gastos por provisión de riesgos litigios civiles por **US\$ 9 millones** y por servicios de terceros por mantenciones por **US\$ 3 millones**.

Las **pérdidas de energía** aumentaron en 1.0 p.p. llegando a 21,8 % a junio de 2019. El número de clientes en Enel Distribución Río ascendió a 2,94 millones a junio de 2019, lo que representó una disminución en 40 mil clientes respecto a junio de 2018.

**Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce): (Menor EBITDA de US\$ 15 millones principalmente por los efectos de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense y mayores compras de energía).**

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Ceará disminuyeron en **US\$ 39 millones** o un 5,7% a junio de 2019, y se explican por:

**Las ventas de energía disminuyeron en US\$ 52 millones** debido fundamentalmente a (i) **US\$ 59 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación del real brasileño, (ii) menores ingresos de impuestos PIS/COFINS por **US\$ 2 millones**, y (iii) menores subsidios por baja renta y otros servicios por **US\$ 15 millones**. Lo anterior está parcialmente compensado por aumento por ventas físicas de energía por **US\$ 24 millones** (+ 190 GWh).

**Las otras ventas aumentaron en US\$ 3 millones** principalmente por mayores otras ventas.

**Las otras prestaciones de servicios aumentaron en US\$ 25 millones** debido fundamentalmente a **US\$ 29 millones** de mayores ingresos por peajes a clientes libres, compensados por **US\$ 4 millones** por menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **otros ingresos de explotación disminuyeron en US\$ 15 millones** debido fundamentalmente a **US\$ 5 millones** de menores ingresos de construcción por la aplicación de CINIIF12 y por **US\$ 10 millones** por menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **costos de explotación en Enel Distribución Ceará disminuyeron en US\$ 20 millones**, o 4,1% a junio de 2019, que se explican principalmente por mayores compras de energía por **US\$ 46 millones**, debido a mayor demanda y mayores precios por tarifas industriales reguladas y a un aumento de aumento en los costos de construcción por **US\$ 5 millones** por aplicación de CINIIF12. Lo anterior fue compensado con menores gastos de transporte por **US\$ 6 millones** y menores efectos de conversión por **US\$ 55 millones**, debido a la devaluación del real brasileño.

Los **gastos de personal en Enel Distribución Ceará disminuyeron en US\$ 1 millón**, principalmente explicados por menores efectos de conversión, debido fundamentalmente a la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

Los **otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Ceará disminuyeron en US\$ 3 millones**, principalmente por **US\$ 7 millones** de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño, compensados por un aumento de **US\$ 4 millones** por mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0.3 p.p., llegando a un 13,7% a junio de 2019. El número de clientes en Enel Distribución Ceará ascendió a 3,89 millones a junio de 2019, lo que representó una disminución de 83 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.

**Enel Distribución Goiás. (ex CELG): (Mayor EBITDA de US\$ 17 millones principalmente por mayores ventas físicas y menores costos de transporte y otros aprovisionamientos)**

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Goiás disminuyeron en **US\$ 8 millones**, que se explican principalmente por **US\$ 85 millones** de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño, los cuales fueron parcialmente compensados por: **(i) mayores ventas de energía por US\$ 39 millones**, explicadas por mayores ventas físicas (+338 GWh) y por aumento de la tarifa, **(ii) incremento en otras prestaciones de servicios por US\$ 23 millones**, principalmente explicados por un incremento en los ingresos por peajes debido al reajuste tarifario de los clientes libres, que también aumentaron respecto al periodo anterior y **(iii) mayores otros ingresos de explotación por US\$ 15 millones**, que corresponde principalmente a **US\$ 8 millones** por reconexión de clientes y **US\$ 5 millones** por ingresos por construcción por aplicación de CINIIF 12.

Los **costos de explotación** en Enel Distribución Goiás disminuyeron en **US\$ 52 millones**, explicados por **(i) US\$ 63 millones** de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño y **(ii) menores gastos de transporte por US\$ 18 millones**.

Lo anterior parcialmente compensado por mayores compras de energía por **US\$ 22 millones** para cubrir la mayor demanda y mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 5 millones** que corresponden principalmente a menores costos de construcción por aplicación de CINIIF 12.

Los **gastos de personal** en Enel Distribución Goiás aumentaron en **US\$ 1 millón**, 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 **US\$ 27 millones**, que se explican por mayores gastos por servicios de lectura de medidores y atención a clientes e impuestos Pis Cofins por **US\$ 34 millones** compensados por **US\$ 7 millones** de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 1.3 p.p. llegando a 11,2% a junio de 2019. El número de clientes de Enel Distribución Goiás ascendió 3,06 millones a junio de 2019, lo que representó un aumento de 93 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. Mayor EBITDA de US\$ 236 millones.)

Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Sao Paulo** ascendieron a **US\$ 1.767 millones** correspondiente a un aumento de **US\$ 1.392 millones** respecto del periodo anterior, en el que solo se consolidó un mes de resultados a nivel de Enel Américas. Las principales variaciones se explican a continuación: **(i)** ventas de energía por **US\$ 1.197 millones**, equivalentes a mayores ventas físicas por 18.380 GWh, **(ii)** otras prestaciones de servicios por **US\$ 158 millones**, que corresponden a ingresos por servicios de peaje, y **(iii)** otros ingresos de explotación en **US\$ 78 millones**, de los cuales US\$ 64 millones se explican por ingresos por construcción relacionados a CINIIF12 e ingresos por multas a clientes por **US\$ 13 millones**. Lo anterior compensado con menores ingresos por **US\$ 41 millones** producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **costos de explotación en Enel Distribución Sao Paulo** ascendieron de **US\$ 1.306 millones**, con un aumento de **US\$ 996 millones** respecto del mismo período del año anterior y se explican principalmente por: **(i)** compras de energía por **US\$ 803 millones**, **(ii)** gastos de transporte por **US\$ 164 millones**, y **(iii)** otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 64 millones**, que corresponden principalmente a costos de construcción por aplicación de CINIIF 12. Lo anterior compensado con menores ingresos por **US\$ 34 millones** producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **gastos de personal en Enel Distribución Sao Paulo** ascendieron a **US\$ 105 millones**, respecto del mismo período del año anterior, aumentando en **US\$ 81 millones**.

Los **otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Sao Paulo** ascendieron a **US\$ 100 millones**, con un aumento de **US\$ 79 millones** respecto del mismo período del año anterior, principalmente por costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0.1 p.p. llegando a 9,5% a junio de 2019. El número de clientes de Enel Distribución Sao Paulo ascendió a 7,25 millones a junio de 2019, lo que representó un aumento de 81 mil nuevos clientes respecto de igual período del año anterior.



### Colombia

El **EBITDA** de nuestra filial Codensa en Colombia alcanzó los **US\$ 270 millones** a junio de 2019, lo que representa un aumento de US\$ 16 millones con respecto a igual período de 2018. Las principales variables, que explican este aumento a junio de 2019, se describen a continuación:

#### Codensa S.A.: (Mayor EBITDA por US\$ 16 millones principalmente por mayores ventas de energía debido a mayor precio medio de venta)

Los **ingresos de explotación en Codensa disminuyeron en US\$ 19 millones**, o un 2,3% a junio de 2019, y explican principalmente por **US\$ 90 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación de un 11,9% del peso colombiano en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i) aumento de US\$ 4 millones** por mayor venta físicas (+159 GWh), **(ii) aumento por US\$ 53 millones** atribuible a un mayor precio medio de la energía y **(iii) aumento de US\$ 14 millones** en ingresos por alquiler de postes y ductos, líneas y redes y arrendamiento de infraestructura.

Los **costos de explotación en Codensa disminuyeron en US\$ 31 millones** o 6,1% a junio de 2019 y se explican principalmente por **US\$ 53 millones** de menores efectos de conversión debido a la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense y menores otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 2 millones**. Lo anterior, fue parcialmente compensado por **i) aumento de US\$ 17 millones** por mayores compras de energía, principalmente debido a un mayor precio promedio de la energía y **(ii) aumento de US\$ 7 millones** en los gastos de transporte.

Los **gastos de personal en Codensa aumentaron en US\$ 1 millón**, como consecuencia de un aumento de **US\$ 3 millones** por un incremento en los sueldos y salarios principalmente por inflación y mayor plantilla respecto de igual período del año anterior, compensados por **US\$ 2 millones** debido a la devaluación del peso colombiano.

Los **otros gastos por naturaleza en Codensa disminuyen en US\$ 5 millones**, principalmente por los efectos de conversión, debido a la devaluación del peso colombiano, respecto del dólar estadounidense.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0.1 p.p. llegando a 7,8% a junio de 2019. El número de clientes en Codensa es de 3,48 millones a junio de 2019, lo que representó un aumento de 93 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.

## Perú

---

El **EBITDA** de nuestra filial Enel Distribución Perú S.A. alcanzó los **US\$ 133 millones** a junio de 2019, lo que representa un aumento de **US\$ 20 millones** respecto de igual período de 2018.

### Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor): ( Mayor EBITDA de US\$ 20 millones principalmente mayores ventas de energía e incremento de tarifa)

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Perú aumentaron en **US\$ 16 millones** principalmente explicados por mayores ventas de energía por **US\$ 27 millones**, de los cuales **US\$ 14 millones** se relacionan a un incremento en la tarifa y **US\$ 13 millones** a mayores ventas físicas (+138 GWh), compensados por **US\$ 11 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación de un 2,3% del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** en Enel Distribución Perú disminuyeron en **US\$ 3 millones**, que se explican principalmente **US\$ 6 millones** por menores efectos de conversión por la devaluación del nuevo sol peruano, compensados por **US\$ 3 millones** de mayores costos variables por conexiones de líneas y cargos por mantenimiento.

Los **gastos de personal** en Enel Distribución Perú aumentaron en **US\$ 1 millón**, principalmente finiquitos y otros.

Los **otros gastos por naturaleza** en Enel Distribución Perú disminuyeron en **US\$ 2 millones**, principalmente por menores costos relacionados con la gestión para reducir pérdidas de energía.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0.1 p.p. alcanzando un 8,1% a junio de 2019. El número de clientes en Enel Distribución Perú ascendió de 1,43 millones a junio de 2019, lo que representó un aumento de 22 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS  
AL 30 DE JUNIO 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 30 de junio de 2019 y 2018.

Segmento	30 de junio de 2019			30 de junio de 2018		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
(Cifras en millones de US\$)						
<b>Generación y Transmisión:</b>						
Argentina	110	(46)	64	109	(22)	87
Brasil	187	(16)	171	176	(17)	159
Colombia	365	(36)	329	368	(38)	330
Perú	148	(34)	114	166	(31)	135
<b>Total Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>810</b>	<b>(132)</b>	<b>678</b>	<b>819</b>	<b>(108)</b>	<b>711</b>
<b>Distribución:</b>						
Argentina	292	(58)	234	144	(36)	108
Brasil	608	(319)	289	364	(167)	197
Colombia	271	(66)	205	254	(63)	191
Perú	133	(29)	104	113	(29)	84
<b>Total Segmento de Distribución</b>	<b>1.304</b>	<b>(472)</b>	<b>832</b>	<b>875</b>	<b>(295)</b>	<b>580</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(45)	-	(44)	(42)	-	(42)
<b>Total Consolidados Enel Américas</b>	<b>2.070</b>	<b>(604)</b>	<b>1.466</b>	<b>1.652</b>	<b>(403)</b>	<b>1.249</b>

## Depreciación, Amortización, Deterioro

La depreciación, amortización y deterioro ascendieron a **US\$ 604 millones** a junio de 2019, aumentando en **US\$ 201 millones** con respecto al mismo período del año 2018.

La depreciación y amortización fue de **US\$ 480 millones** a junio de 2019, lo que representa un aumento de **US\$ 140 millones** con respecto al mismo período del año anterior. Lo anterior se explica fundamentalmente por: (i) un aumento en el **Grupo Enel Brasil** por **US\$ 100 millones**, principalmente por la incorporación de **Enel Distribución Sao Paulo** al perímetro de consolidación que aportó **US\$ 88 millones** respecto al primer semestre de 2018, y mayor depreciación de **US\$ 12 millones** en Enel Distribución Río, por mayores activaciones y ii) aumento en filiales argentinas por **US\$ 40 millones** por mayores depreciaciones, producto de la aplicación de la NIC 29, destacando **Edesur por US\$ 18 millones**, **Dock Sud por US\$ 11 millones**, en Enel Generación Chocón por **US\$ 6 millones** y Enel Generación Costanera por **US\$ 5 millones**.

Por su parte, las **pérdidas por deterioro** ascendieron a **US\$ 124 millones** a junio de 2019, lo que representa un aumento neto de **US\$ 60 millones** respecto de junio de 2018. Este aumento se explica por:

**Aumento de pérdidas por deterioro** en (i) **Grupo Enel Brasil** por **US\$ 51 millones**, principalmente por la incorporación de **Enel Distribución Sao Paulo** al perímetro de consolidación que aportó **US\$ 33 millones** respecto al primer semestre de 2018, **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 6 millones** y **Enel distribución Goias** por **US\$ 12 millones**, (ii) **Codensa** por mayores pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar por **US\$ 3 millones**, y (iii) **Edesur** mayores pérdidas por deterioro cuentas a cobrar de **US\$ 17 millones**, compensados por **US\$ 12 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación del peso argentina en relación con el dólar estadounidense por y a la aplicación de NIC 21, cuando una economía es hiperinflacionaria.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2019



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 **US\$ 2 millones** y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto negativo de **US\$ 38 millones**.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS  
AL 30 DE JUNIO DE 2019



El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de las actividades continuadas por los períodos terminados al 30 de junio de 2019 y 2018:

## RESULTADOS NO OPERACIONALES ACTIVIDADES CONTINUADAS

	Por los períodos terminados el 30 de junio de			
	2019	2018	Variación	Variación %
(cifras en millones de US\$)				
<b>Ingresos Financieros:</b>				
Argentina	79	48	31	64,6
Brasil	151	102	49	48,0
Colombia	7	11	(4)	(36,4)
Perú	4	4	-	-
<b>Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio</b>	3	(2)	5	251,3
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>244</b>	<b>163</b>	<b>81</b>	<b>50,1</b>
<b>Gastos Financieros:</b>				
Argentina	(128)	(125)	(3)	(2,4)
Brasil	(421)	(255)	(166)	(65,1)
Colombia	(78)	(93)	15	16,1
Perú	(18)	(15)	(3)	(20,0)
<b>Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio</b>	(12)	(9)	(3)	(33,3)
<b>Total Gastos Financieros</b>	<b>(657)</b>	<b>(497)</b>	<b>(160)</b>	<b>(32,3)</b>
<b>Diferencias de cambio:</b>				
Argentina	40	98	(58)	59,2
Brasil	10	23	(13)	(56,5)
Colombia	-	-	-	(100,0)
Perú	(1)	1	(2)	200,0
<b>Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio</b>	12	(5)	17	341,8
<b>Total Diferencias de Cambio</b>	<b>61</b>	<b>117</b>	<b>(56)</b>	<b>48,0</b>
<b>Total Unidades Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)</b>	<b>86</b>	<b>-</b>	<b>86</b>	<b>100</b>
<b>Total Resultado Financiero Enel Américas</b>	<b>(266)</b>	<b>(217)</b>	<b>(49)</b>	<b>(22,7)</b>

	Por los períodos terminados el 30 de junio de			
	2019	2018	Variación	Variación %
<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	1	1	-	-
Brasil	-	-	-	-
Colombia	-	-	-	-
Perú	-	-	-	-
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	0	-	-
<b>Total Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total Otros Resultados Distintos de la Operación</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>(1)</b>	<b>(100,0)</b>
<b>Resultado Antes de Impuesto</b>	<b>1.201</b>	<b>1.034</b>	<b>167</b>	<b>16,2</b>
<b>Impuesto sobre sociedades:</b>				
Enel Américas (entidad holding)	4	(12)	16	100,0
Argentina	(81)	(70)	(11)	15,7
Brasil	(87)	(66)	(21)	(31,8)
Colombia	(149)	(159)	10	6,3
Perú	(61)	(67)	6	8,7
<b>Total Impuesto sobre Sociedades</b>	<b>(374)</b>	<b>(374)</b>	<b>(0)</b>	<b>0,0</b>
<b>Resultado después de impuestos de las actividades continuadas</b>	<b>827</b>	<b>660</b>	<b>167</b>	<b>25,3</b>
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Después de Impuesto	-	-	-	-
<b>Resultado del Período</b>	<b>827</b>	<b>660</b>	<b>167</b>	<b>25,3</b>
<b>Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas</b>	<b>544</b>	<b>403</b>	<b>141</b>	<b>35,2</b>
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	283	257	26	10,3

### Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una pérdida de **US\$ 266 millones** a junio de 2019, lo que representa un aumento de la pérdida de **US\$ 49 millones** en el resultado financiero respecto de junio 2018. Esta variación se explica de la siguiente forma:

(a) **Mayores ingresos financieros por US\$ 81 millones** a junio de 2019, principalmente explicados por (i) **US\$ 43 millones** atribuibles a **Enel Distribución Sao Paulo**, sociedad incorporada al perímetro de consolidación con fecha 1 de junio de 2018, principalmente por ingresos financieros por aplicación de CINIIF 12 por **US\$ 12 millones**, intereses generados por cuentas por cobrar comerciales por **US\$ 21 millones** y actualización de impuestos por recuperar por **US\$ 6 millones**, (ii) **US\$ 23 millones** en **Enel Generación Fortaleza** por actualización financiera de Impuestos PIS/COFINS por cobrar y (iii) mayores ingresos en grupo de generación de argentina por **US\$ 46 millones**, principalmente por cuentas a cobrar por VOSA. Todo lo anterior parcialmente compensado por menores ingresos en **Enel Distribución Río**, principalmente por una disminución en la actualización de activos financieros por **US\$ 17 millones**, en **Edesur** por devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US\$ 6 millones** y en **Emgesa y Codensa** por menores rendimientos financieros por **US\$ 4 millones**.

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 **US\$ 2 millones** y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto positivo de **US\$ 4 millones**.

(b) **Mayores gastos financieros por US\$ 160 millones** principalmente atribuibles a: (i) mayores gastos por **US\$ 91 millones** atribuibles a **Enel Distribución Sao Paulo**, sociedad incorporada al perímetro de consolidación con fecha 1 de junio de 2018, generados principalmente por su deuda financiera por **US\$ 26 millones**, actualización financiera de provisiones civiles por **US\$ 19 millones**, actualización de Provisiones Post Empleo por **US\$ 33 millones** y otros gastos por **US\$ 13 millones** y (ii) mayores gastos financieros por **Enel Brasil** de **US\$ 115 millones**, relacionados con la deuda con Enel Financie International por compra Enel Distribución Sao Paulo. Lo anterior parcialmente compensado con menores gastos financieros en: **Enel Distribución Goías** por **US\$ 42 millones**, por menores deudas bancarias y con Eletrobras.

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 **US\$ 4 millones** y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto negativo de **US\$ 7 millones**.

(c) Los **resultados por reajustes** presentan un aumento de **US\$ 86 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 estadounidense a tipo de cambio de cierre.

(d) Mayores pérdidas por resultados por diferencias de cambio por **US\$ 56 millones** debido principalmente a: (i) diferencia de cambio negativa de **US\$ 36 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 **US\$ 23 millones**, Central Dock Sud por **US\$ 10 millones** y Enel Generación Costanera S.A. por **US\$ 3 millones** y (ii) **US\$ 58 millones** relacionados a la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Lo anterior parcialmente compensado con diferencias de cambio positiva por **US\$ 7 millones** por deuda en moneda extranjera con Mitsubishi de nuestra filial Enel Generación Costanera S.A., y diferencias de cambio positivas en Grupo Enel Brasil por **US\$ 25 millones** relacionados con cuentas a cobrar por Enel Cien a filiales argentinas CTM y TESA.

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 **US\$ 4 millones** y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto positivo de **US\$ 1 millones**.

### Impuesto sobre Sociedades

El **Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades** se mantuvieron en línea respecto al mismo período del año anterior, principalmente por: (i) menor gasto de impuestos por **Enel Generación el Chocón por US\$ 19 millones**, principalmente explicados por los menores efectos de conversión, debido a la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense, (ii) menor gasto en **Enel Generación Costanera por US\$ 8 millones**, explicado principalmente por un beneficio fiscal por **US\$ 10 millones** originado por el revalúo de sus activos y pasivos no monetario fiscales, (iii) menor gasto en **Central Dock Sud por US\$ 25 millones**, explicado principalmente por un beneficio fiscal por **US\$ 25 millones** originado por el revalúo de sus activos y pasivos no monetarios fiscales, **US\$ 10 millones** de mayores gastos de impuestos por mejor resultado financiero y **US\$ 10 millones** de menores efectos de conversión, (iv) menor gasto en Enel Américas por **US\$ 16 millones** principalmente por devolución impuesto período anterior por **US\$ 7 millones y US\$ 9 millones** por menores resultados financieros respecto del período anterior, (v) menores impuestos en **Codensa por US\$ 5 millones** y en **Emgesa por US\$ 6 millones**, principalmente por los menores efectos de conversión que generó la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense, (vi) menor gasto en **Enel Generación Perú por US\$ 11 millones**, por menores resultados financieros, (vii) en **Enel Distribución Ceará por US\$ 10 millones** principalmente por menores resultados financieros respecto del mismo período del año anterior y (viii) en **Enel Cien por US\$ 6 millones** por menores resultados financieros.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2019



Lo anterior parcialmente compensado con mayores gastos por impuestos en **(i) Edesur por US\$ 62 millones**, explicado principalmente por mejores resultados financieros producto del acuerdo regulatorio suscrito por Edesur con el Estado Nacional argentino por **US\$ 70 millones**, compensado con **US\$ 8 millones** por efectos de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense, **(ii) Enel Distribución Goías por US\$ 12 millones**, explicados principalmente por menores ingresos por impuestos diferidos asociados a pérdidas tributarias, **(iii) Enel Generación Fortaleza por US\$ 14 millones** por mejores resultados financieros, **(iv) Enel Distribución Pao Paulo por US\$ 18 millones** por mejores resultados financieros (Sociedad ingresada al perímetro de consolidación con fecha 01 de junio de 2018).

A nivel de **Impuestos** para las filiales argentinas producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias se registró un efecto positivo de **US\$ 2 millones** y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto negativo de **US\$ 27 millones**.



## ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos (millones de US\$)	jun-19	dic-18	Variación	% Variación
Activos Corrientes	6.367	6.384	(17)	(0,3%)
Activos No Corrientes	23.345	21.012	2.333	11,1%
<b>Total Activos</b>	<b>29.712</b>	<b>27.396</b>	<b>2.316</b>	<b>8,5%</b>

El total de activos de la Enel Américas al 30 de junio de 2019 aumentó en **US\$ 2.316 millones** comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2018, principalmente como consecuencia de:

- Los **Activos Corrientes** presentan una **disminución de US\$ 17 millones**, equivalente a un 0,3%, principalmente explicado por:
  - **Disminución del Efectivo y efectivo equivalente por US\$ 495 millones**, compuesto principalmente por: (i) **Ingreso neto de flujos operacionales por US\$ 609 millones**, correspondientes a cobros por ventas y prestaciones de servicios, neto de pago a proveedores y otros, (ii) **salidas netas por flujos de actividades de financiamiento por US\$ 328 millones**, que corresponden a: pagos de préstamos por **US\$ 1.290 millones**, de los cuales **US\$ 360 millones** correspondieron a créditos bancarios, **US\$ 731 millones** a bonos, y **US\$ 198 millones** a otras deudas financieras, pagos de intereses por **US\$ 222 millones** y por pagos de dividendos por **US\$ 636 millones**, montos que fueron compensados parcialmente por obtención de préstamos por **US\$ 1.820 millones**, de los cuales los créditos bancarios ascendieron a **US\$ 435 millones**, bonos a **US\$ 1.232 millones** y otras deudas financieras por **US\$ 153 millones**, (iii) **salidas netas de flujos por actividades de inversión por US\$ 776 millones**, que corresponden a: desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$ 466 millones**, pagos por incorporación de activos intangibles por **US\$ 336 millones**, pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por **US\$ 3 millones**, inversiones a más de 90 días por **US\$ 162 millones** y otras salidas por **US\$ 16 millones**. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por: Intereses recibidos por **US\$ 64 millones**, rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$ 135 millones** y otras entradas por **US\$ 8 millones**.
  - **Aumento de Otros activos financieros Corrientes por US\$ 26 millones**, corresponden principalmente colocaciones a más de 90 días en Enel Distribución Río por **US\$ 25 millones**.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2019



- **Aumento de Otros activos no financieros Corrientes** por **US\$ 93 millones**, corresponden principalmente a aumento en IVA Crédito Fiscal por **US\$ 58 millones** e impuestos por recuperar PIS/COFINS por **US\$ 44 millones**.
- **Aumento de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes** por **US\$ 308 millones**, que se explica principalmente por (i) **Enel Distribución Río** por **US\$ 159 millones**, que corresponden a **US\$ 81 millones** de traspaso desde largo plazo por activos sectoriales y **US\$ 78 millones** por aumento revisión tarifaria y menores cesiones de créditos, (ii) **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 102 millones**, que corresponden a traspasos desde largo plazo por **USD 90 millones** y mayores ingresos por tarifa por **US\$ 12 millones**, y (iii) **Edesur** por **US\$ 46 millones**, correspondiente a mayores cuentas por cobrar por **US\$ 76 millones** principalmente por mayores ingresos por tarifa, compensado por **US\$ 30 millones** correspondiente al efecto de conversión por la devaluación del peso argentino.
- **Aumento de Inventarios Corrientes** por **US\$ 44 millones**, corresponden principalmente a aumento compra de materiales para mantenimiento de infraestructura eléctrica en **Codensa** por **US\$ 22 millones** y en **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 22 millones**.

➤ Aumento de los **Activos No Corrientes por US\$ 2.333 millones**, equivalente a un 11,1%, principalmente por:

- **Aumento de Otros activos financieros no corrientes por US\$ 196 millones**, debido principalmente a un aumento de cuentas a cobrar en las sociedades de distribución en Brasil, por aplicación de CINIIF 12.
- **Aumento de Otros activos no financieros no corrientes por US\$ 1.775 millones**, que se explica principalmente por el reconocimiento de impuestos por recuperar en **Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará por US\$ 1.293 millones y US\$ 374 millones**, respectivamente, como consecuencia de una sentencia definitiva de los tribunales de justicia en Brasil, que otorgó el derecho a nuestras filiales de recuperar impuestos que, siguiendo la interpretación general de la respectiva legislación, fueron pagados en exceso en el pasado (PIS/COFINS). El punto en cuestión es que la base de determinación de estos impuestos incluía el impuesto ICMS, situación que ahora se ha resuelto que no procedía.

El pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue también repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido por las Compañías en estos procesos judiciales. (ver página N° 38 de este mismo documento explicación de aumento de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes).

- **Disminución de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por US\$ 147 millones**, principalmente se explican por disminución de los Activos Regulatorios a cobrar en filiales brasileñas, principalmente por trasposos al corto plazo.
- **Aumento de Propiedades, plantas y equipos por US\$ 436 millones** compuesto principalmente por (i) aumento de **US\$ 340 millones** por nuevas inversiones, (ii) valoración inicial de derechos de uso por **US\$ 75 millones** por aplicación NIIF 16 “Arrendamientos” (en adelante NIIF 16), (iii) otros incrementos por **US\$ 357 millones** producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras filiales argentinas, y (iv) aumento otros varios por **US\$ 4 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por (i) disminución por **US\$ 88 millones** en los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las distintas monedas funcionales de las sociedades filiales y (ii) depreciación y pérdidas por deterioro por **US\$ 252 millones**.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2019



Pasivos y Patrimonio (millones de US\$)	jun-19	dic-18	Variación	% Variación
Pasivo Corriente	9.003	9.650	(647)	(6,7%)
Pasivo No Corriente	11.232	8.914	2.318	26,0%
Patrimonio Total	9.477	8.832	645	7,3%
Atribuible a los propietarios de la controladora	7.265	6.724	541	8,0%
Participaciones no controladoras	2.212	2.108	104	4,9%
<b>Total patrimonio y Pasivos</b>	<b>29.712</b>	<b>27.396</b>	<b>2.316</b>	<b>8,5%</b>

El total de **pasivos y patrimonio de Enel Américas**, al 30 de junio de 2019 **aumentaron en US\$ 2.316 millones** respecto de diciembre 2018, principalmente como consecuencia de:

➤ **Los Pasivos Corrientes disminuyen en US\$ 647 millones**, explicado principalmente por:

- **Disminución de los Otros Pasivos Financieros corrientes por US\$ 81 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por (i) **disminución de US\$ 98 millones en Enel Distribución Río**, por cancelación de créditos bancarios por **US\$ 158 millones**, neto de emisión de nueva deuda por **US\$ 22 millones**, aumento por intereses devengados y traspasos desde el largo plazo por **US\$ 38 millones**, (ii) **disminución por US\$ 48 millones en Enel Distribución Ceará**, por cancelación de créditos bancarios por **US\$ 117 millones**, neto de emisión de nueva deuda por **US\$ 53 millones** y de aumento por intereses devengados y traspasos desde el largo plazo por **US\$ 9 millones**, (iii) **disminución de US\$ 45 millones en Codensa**, principalmente por pagos de créditos bancarios y bonos por **US\$ 145 millones**, compensado con aumento de nuevas deudas por **US\$ 64 millones**, traspaso de deuda desde largo plazo por **US\$ 25 millones**, más intereses devengados por **US\$ 11 millones**, (iv) **disminución por US\$ 47 millones en Emgesa**, por pagos de bonos y otros préstamos por **US\$ 276 millones**, compensado con obtención de otros préstamos por **US\$ 152 millones**, más traspasos desde largo plazo por **US\$ 76 millones** por deuda por bonos, (v) **disminución por US\$ 45 millones en Grupo Enel Perú**, principalmente por pagos de créditos bancarios y Bonos por **US\$ 71 millones** compensado con traspaso desde largo plazo por **US\$ 32 millones**, y (vi) **disminución por US\$ 12 millones en Endesa Generación Costanera**, principalmente por cancelación deuda Mitsubishi por **US\$ 16 millones**.

Lo anterior está parcialmente compensado con (i) **aumento US\$ 92 millones en Enel Distribución Sao Paulo**, principalmente por el aumento de deuda por emisión de bonos por **US\$ 130 millones**, traspasos desde el largo plazo por **US\$ 95 millones** compensado con pagos de obligaciones por **US\$ 140 millones**, (ii) **aumento de US\$ 58 millones en Enel Distribución Goiás**, principalmente por aumento en emisión de deuda por **US\$ 110 millones**, más intereses devengados y traspasos desde el largo plazo por **US\$ 51 millones**, compensado con pagos de préstamos por **US\$ 103 millones** y (iii) **aumento en Enel Generación Fortaleza por US\$ 61 millones**, principalmente por traspaso desde el largo plazo.

- **Disminución de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por US\$ 331 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por (i) disminución en **Edesur por US\$ 147 millones**, de los cuales **US\$ 231 millones** se explican por el acuerdo regulatorio suscrito con el Estado Nacional argentino, **US\$ 65 millones** por efectos de conversión por la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, compensados por **US\$ 149 millones** de mayores cuentas por pagar a proveedores por compra de energía, (ii) disminución de **US\$ 62 millones** en **Codensa**, que corresponde principalmente a pagos de proveedores por **US\$ 87 millones**, compensado con aumento neto de dividendos a pagar por **US\$ 25 millones**, (iii) disminución de **Central Docksud por US\$ 21 millones**, principalmente por pagos a proveedores por compra de energía, (iv) disminución neta de **US\$ 136 millones** en **Enel Américas** de dividendos por pagar y (v) disminución en **Enel Distribución Goiás por US\$ 65 millones**, principalmente por pagos a proveedores por compras de energía, neto de los efectos de conversión del real brasileño respecto al dólar estadounidense. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por aumento en **Enel Distribución Sao Paulo por US\$ 94 millones**, principalmente por traspaso desde largo plazo obligaciones por pagar con Eletrobrás por **US\$ 84 millones** y de pasivos sectoriales por **US\$ 168 millones** y por los efectos de conversión del real brasileño respecto al dólar estadounidense por **US\$ 14 millones**, compensado con pago cuota **Eletrobrás por US\$ 84 millones** y amortización de pasivos sectoriales por **US\$ 178 millones**.
- **Disminución Otras provisiones corrientes por US\$ 156 millones** principalmente por (i) disminución en **Edesur por US\$ 80 millones**, de los cuales **US\$ 97 millones** han sido traspasados a cuentas por pagar producto del acuerdo regulatorio suscrito con el Estado Nacional argentino y **US\$ 16 millones** por efectos de conversión por la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, compensados con aumento en provisiones juicios laborales y civiles por **US\$ 10 millones** y actualización financiera por **US\$ 19 millones**, y (ii) disminución de **US\$ 73 millones** de **Enel Distribución Sao Paulo**, que se explican por el traspaso de la deuda de Eletrobras a cuentas por pagar comerciales por **US\$ 84 millones** y disminución de provisiones laborales y civiles por **US\$ 13 millones**, compensados con traspaso de provisiones desde largo plazo por **US\$ 20 millones**.
- **Disminución Pasivos por impuestos corrientes por US\$ 65 millones** por liquidación de impuestos a la renta del año tributario 2018, neto las correspondientes provisiones del ejercicio 2019.

➤ **Los Pasivos No Corrientes aumentan en US\$ 2.318 millones**, equivalente a un 26,0%, de variación explicado principalmente por:

- **Aumento de los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por US\$ 784 millones**, principalmente explicado por (i) aumento de deuda de **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 188 millones**, por emisión nueva emisión de bono por **US\$ 169 millones** y nuevo préstamo de **US\$ 21 millones**, neta de traspasos al corto plazo, más el efecto de aplicación inicial de NIIF 16 por **US\$ 3 millones**, (ii) aumento en **Enel Distribución Río** por **US\$ 358 millones**, por obtención de nuevos préstamos de **US\$ 364 millones**, neto de los traspasos al corto plazo por **US\$ 22 millones**, más el efecto de aplicación inicial de NIIF 16 por **US\$ 3 millones**, (iii) aumento en **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 99 millones**, explicados fundamentalmente por obtención nuevos préstamos por **US\$ 143 millones**, neto de traspaso al corto plazo por **US\$ 51 millones**, más el efecto de aplicación inicial de NIIF 16 por **US\$ 4 millones**, (iv) aumento de **US\$ 92 millones** en **Enel Distribución Sao Paulo**, principalmente por emisión de nueva deuda por bonos por **US\$ 390 millones**, compensado con pago anticipado de bonos por **US\$ 234 millones** y traspasos al corto plazo por **US\$ 94 millones**, más un incremento de deuda por efecto del reconocimiento inicial de NIIF 16 por **US\$ 24 millones**, y (v) aumento de **US\$ 150 millones** en Codensa, principalmente por nuevas emisiones de Bonos por **US\$ 153 millones** y por **US\$ 21 millones** de nuevos **préstamos**, compensados con traspasos al corto plazo por **US\$ 25 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado con disminuciones en **Emgesa** por **US\$ 63 millones**, principalmente por traspaso de deuda por bonos al corto plazo por **US\$ 76 millones**, compensado con los efectos de la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense por **US\$ 15 millones**, y en **Enel Generación Fortaleza** por **US\$ 61 millones**, principalmente por traspaso al corto plazo.
- **Aumento de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes por US\$ 1.768 millones**, que se explica principalmente por el reconocimiento de nuevos pasivos en **Enel Distribución Sao Paulo** y **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 1.288 millones** y **US\$ 366 millones**, respectivamente, los cuales representan montos que nuestras filiales deberán devolver a sus clientes en la medida que recuperen ciertos impuestos que se pagaron en exceso en el pasado, netos de cualquier costo incurrido por las Compañías en los procesos judiciales asociados a este asunto ver página N° 35 de este mismo documento en Aumento de Otros activos no financieros no corrientes).

Adicionalmente, (i) **Enel Distribución Sao Paulo** hubo un aumento en sus cuentas por pagar por **US\$ 136 millones** principalmente por: **US\$ 341 millones**, producto de una reclasificación desde provisiones como consecuencia del termino de un juicio con Eletrobrás, compensado con disminuciones por **US\$ 84 millones** por traspaso al corto plazo provenientes del mismo juicio, considerando el calendario de pago establecido en el acuerdo, y una disminución neta en los pasivos sectoriales por **US\$ 121 millones**, principalmente por traspasos al corto plazo, (ii) aumento en **Edesur** por **US\$ 55 millones**, principalmente por acuerdo regulatorio

por plan de inversiones por **US\$ 117 millones**, compensado con condonación mutuo con Cammesa por **US\$ 48 millones** y efectos de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US\$ 14 millones**, y compensado **(iii)** disminución en **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 81 millones**, principalmente por traspaso al corto plazo de pasivos regulatorios netos de los aumentos del período y de los efectos de conversión.

- **Disminución de Otras provisiones no corrientes por US\$ 305 millones**, que se explica principalmente por **Enel Distribución Sao Paulo por US\$ 341 millones**, debido a traspaso de la deuda con Eletrobrás a cuentas por pagar comerciales de largo plazo, compensado por un aumento de las de riesgos laborales por **US\$ 32 millones** y efectos de conversión por **US\$ 9 millones**.
- **Aumento de Pasivo por Impuestos Diferidos US\$ 78 millones**, que se explica principalmente por aumento en filiales argentinas por **US\$ 68 millones**, generados fundamentalmente por la aplicación de la NIC 29 en las partidas de balance (principalmente activo fijo).
- **Patrimonio Total aumentó en US\$ 645 millones, se explica por:**

**El patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora aumentó en US\$ 541 millones** principalmente por **(i)** aumento utilidad del período por **US\$ 544 millones**, **(ii)** aumento de otras reservas varias por **US\$ 117 millones**, de las cuales **US\$ 121 millones** se explican por el ajuste por inflación sobre las cuentas patrimoniales de las filiales argentinas y **US\$ 4 millones** por diferencias de conversión negativas. Lo anterior fue parcialmente compensado con pago de Dividendos por **US\$ 120 millones**.

**Las participaciones no controladoras** aumentaron en **US\$ 104 millones** y se explican principalmente por **(i)** aumento de utilidad del período por **US\$ 283 millones** y **(ii)** aumento de otras reservas por **US\$ 84 millones**, que corresponden principalmente al ajuste por inflación sobre las cuentas patrimoniales de las filiales argentinas. Lo anterior compensado con **(i)** disminución de **US\$ 259 millones** por el pago de dividendos, y **(ii)** disminución de **US\$ 4 millones** en los resultados integrales.

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS  
AL 30 DE JUNIO DE 2019



La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

Indicador Financiero		Unidad	30/06/2019	31/12/2018	30/06/2018	Variación	Variación (%)
<b>Liquidez</b>	Liquidez Corriente	Veces	0,71	0,66		0,05	6,9%
	Razón Ácida (1)	Veces	0,66	0,63		0,04	6,1%
	Capital de Trabajo	MMUS\$	(2.636)	(3.267)		631	(19,3%)
<b>Endeudamiento</b>	Razón de endeudamiento	Veces	2,14	2,10		0,0	1,6%
	Deuda Corto Plazo	%	44,5%	52,0%		(7,5)	(14,4%)
	Deuda Largo Plazo	%	55,5%	48,0%		7,5	15,6%
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	4,06		4,35	(0,29)	(6,7%)
<b>Rentabilidad</b>	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	20,3%		21,0%	(0,7)	(3,4%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)	%	19,2%		14,5%	4,7	32,3%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)	%	6,8%		5,2%	1,6	31,2%

(1) Activo corriente neto de inventarios

(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

-La **liquidez corriente al 30 de junio de 2019** alcanzó 0,71 veces, presentando un aumento de 6,9% con respecto a diciembre 2018, explicado principalmente por la disminución de los pasivos corrientes.

-La **razón ácida al 30 de junio de 2019** alcanzó 0,66 veces, presentando un aumento de 6,1% con respecto al 31 de diciembre de 2018, también explicado por la disminución de los pasivos corrientes.

-El **capital de trabajo al 30 de junio de 2019** fue de menos US\$ 2.636 millones, que refleja una mejora respecto al 31 de diciembre de 2018, también explicado por la disminución de los pasivos corrientes.

-La **razón de endeudamiento se sitúa en 2,14 veces al 30 de junio de 2019**, aumento de un 1,6% respecto del 31 de diciembre de 2018, explicado principalmente por un aumento en los pasivos corrientes.

-La **cobertura de costos financieros por el período terminado al 30 de junio de 2019** fue de 4,06 veces, lo cual representa una disminución de 6,7% 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 20,3% al 30 de junio de 2019.

La **rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó un 19,2%, lo que representa un aumento de un 32,3%, producto de aumento en el resultado atribuible a los propietarios respecto al periodo anterior.

La **rentabilidad de los activos** fue de un 6,8% al 30 junio de 2019, lo que representa un aumento de un 31,2%, debido principalmente mejor resultado del período respecto del mismo período del año anterior.



### PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El **flujo de efectivo neto** fue negativo durante el primer semestre de 2019 y alcanzó los menos US\$ 494 millones, lo que representa una disminución de US\$ 1.542 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 junio 2018, se describen a continuación:

Flujo de Efectivo (millones de US\$)	jun-19	jun-18	Variación	% Variación
Flujo de la Operación	609	528	81	15,3%
Flujo de Inversión	(776)	(1.897)	1.121	(59,1%)
Flujo de Financiamiento	(328)	2.417	(2.745)	(113,6%)
<b>Flujo neto del período</b>	<b>(494)</b>	<b>1.048</b>	<b>(1.542)</b>	<b>(147,1%)</b>

Los **flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación** alcanzaron **US\$ 609 millones** a junio de 2019, representando un aumento del 15,3% 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 **US\$ 1.872 millones**, (ii) mayores otros cobros por actividades de operación por **US\$ 16 millones**, (iii) menores cobros procedentes de regalías y comisiones por **US\$ 8 millones**, y (iv) menores cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas por **US\$ 2 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 **US\$ 858 millones**, (ii) mayores pagos a y por cuenta de los empleados por **US\$ 60 millones**, (iii) **mayores otros pagos** por actividades de operación por **US\$ 878 millones**, (iv) menores pagos de impuesto a las ganancias **US\$ 36 millones**, y (v) mayores otras salidas de efectivo por **US\$ 37 millones**.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión** generaron una salida neta por **US\$ 776 millones** a junio de 2019, que se explica principalmente por; (i) desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$ 466 millones**, (ii) incorporación de activos intangibles por **US\$ 336 millones** (iii) pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por **US\$ 3 millones**, (iv) inversiones a más de 90 días por **US\$ 162 millones** y (v) otras salidas por **US\$ 16 millones**. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por (i) Intereses recibidos por **US\$ 64 millones**, (ii) el rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$ 135 millones** y (iii) otras entradas por **US\$ 8 millones**.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación** generaron una salida neta por **US\$ 328 millones** a junio 2019, originados principalmente por la obtención de financiamientos por **US\$ 1.820 millones**, de los cuales **US\$ 435 millones** corresponde a créditos bancarios, **US\$ 1.232 millones** a bonos y **US\$ 153 millones** a otras fuentes de financiamiento. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) pagos de

# ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2019



préstamos por **US\$ 1.268 millones**, que incluye **US\$ 360 millones** de pago de créditos bancarios, **US\$ 731 millones** de bonos y **US\$ 176 millones** de otras fuentes de financiamiento, **(ii)** pago de dividendos por **US\$ 636 millones**, **(iii)** pago de intereses por **US\$ 222 millones** y **(iv)** pagos de pasivos por arrendamientos financieros **US\$ 22 millones**.

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

30 de junio de 2019 y 2018 (millones de US\$)				
Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos		Depreciación	
	2019	2018	2019	2018
Enel Generación Chocón	0	1	8	2
Enel Generación Costanera	2	20	20	14
Emgesa	51	51	37	37
Enel Generación Perú	25	24	27	26
Enel Distribución Goiás (Celg) (*)	70	101	41	45
EGP Cachoeira Dourada	2	0	3	4
Enel Generación Fortaleza	2	4	7	6
Enel Cien	-	0	7	9
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	108	28	101	13
Edesur	114	62	28	10
Enel Distribución Perú	85	39	27	26
Enel Distribución Rio (Ampla) (*)	77	74	57	44
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	82	86	32	30
Codensa	160	162	60	60
Enel Trading Argentina	-	-	0	0
Central Dock Sud	21	14	16	6
Enel Generación Piura	1	3	7	6
Holding Enel Americas y Sociedades de Inversión	2	2	2	2
<b>Total</b>	<b>802</b>	<b>671</b>	<b>480</b>	<b>340</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:**

	30-06-2019	31-12-2018
	%	%
Tasa de interés fijo	52%	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 30 de Junio de 2019, había operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 2.64 GWh. Dichas compras respaldan contratos de venta de energía en el mercado mayorista. Al 30 de Junio de 2019 se han liquidado en el año 2.64 GWh de compra de futuros de energía con finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

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. Al 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 30 de junio de 2019, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.409.450 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 MUS\$1.904.285 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 1.000.000 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 MUS\$ 429.000.

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 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.

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.