

ANÁLISIS RAZONADO ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018

- Durante este período Argentina pasó a ser considerada una economía hiperinflacionaria de acuerdo a la normativa IFRS. Este hecho tuvo un impacto negativo a nivel de EBITDA de USD 114 millones y de USD 18 millones a nivel de Resultado Neto Atribuible a los accionistas de Enel Américas S.A.
- Los ingresos mostraron un aumento de un 23,5% comparado con el mismo período del año anterior, llegando a USD 9.343 millones, explicado por mayores ingresos principalmente en Brasil y en menor medida en Colombia y Perú.
- El EBITDA aumentó en 11,2% alcanzando los USD 2.374 millones, explicado por mejores resultados en los 4 países en que operamos, especialmente en el negocio de distribución en Brasil producto de los mejores resultados en Enel Distribución Goiás, Enel Distribución Río, y la consolidación de Eletropaulo desde Junio de este año. Todo esto parcialmente compensado por el mencionado efecto de la hiperinflación en Argentina.

País	EBITDA		Variación %
	30 de Septiembre		
	2018	2017	
	US\$ millones		
Argentina	235	212	10.6
Brasil	808	656	23.2
Colombia	951	911	4.4
Perú	399	376	6.0
Enel Américas (*)	2,374	2,135	11.2

- El Resultado de Explotación (EBIT) aumentó en 11,2%, llegando a USD 1.709 millones.
- El Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante llegó a USD 513 millones, un 34% más que el año anterior, explicado por el mejor resultado operacional del período, junto con un mejor resultado financiero neto explicado principalmente por Argentina. Por otro lado, el gasto por impuestos aumentó un 44% llegando a USD 564 millones.
- La deuda financiera neta alcanzó los USD 6.877 millones, un 105% mayor que al cierre de 2017, explicado principalmente por la adquisición de Eletropaulo durante el mes de Junio.
- El CAPEX del período ascendió a USD 1.069 millones, un 0.5% más que en el mismo período del año anterior, explicado principalmente por mayores inversiones en moneda local en los 4 países las cuales fueron casi totalmente compensadas por el efecto negativo de tipo de cambio en Argentina y Brasil.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

▪ El negocio de generación mostró un aumento de 0.7% en el EBITDA, llegando a USD 1.094 millones. Esto se explica por mejores resultados en Colombia y Perú, compensado por una disminución en Brasil, principalmente en la Central Fortaleza, y Argentina por efecto de tipo de cambio.

Información Física

	9M 2017	9M 2018	Variación
Total Ventas (GWh)	41,282	48,555	17.6%
Total Generación (GWh)	31,085	30,502	-1.9%

▪ En distribución, el EBITDA fue un 21,9% superior al del mismo período del año anterior, llegando a USD 1.341 millones, explicado principalmente por las mayores tarifas en Argentina producto de la aplicación total de la nueva regulación, el mejor desempeño de Enel Distribución Goiás y Enel Distribución río y la consolidación de Eletropaulo. El número de clientes mostró un aumento de 7.366.656, explicado principalmente por la adquisición de Eletropaulo. Sin considerar esto último, el N° de clientes aumentó en 176.393

Información Física

	9M 2017	9M 2018	Variación
Total Ventas (GWh)	55,444	71,004	28.1%
Número de clientes	17,119,768	24,486,424	43.0%

RESUMEN FINANCIERO

- La liquidez disponible, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:
 - Caja y caja equivalente US\$ 1.547 millones
 - Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días US\$ 1.696 millones
 - Líneas de crédito comprometidas disponibles US\$ 952 millones

- La tasa de interés nominal promedio en septiembre 2018 disminuyó hasta 7,2% desde 8,0% del mismo periodo del año anterior, influenciado principalmente por mejores condiciones de tasas en el refinanciamiento de deudas en Brasil y una menor inflación en Colombia. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado con mayores tasas asociadas al endeudamiento relacionado a la adquisición de la distribuidora brasileña Eletropaulo.

Cobertura y protección:

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\$ 711 millones y *forwards* por US\$ 668 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\$ 861 millones.

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

I. CAMBIOS DE PERIMETRO

-En **febrero de 2017**, nuestra filial Enel Brasil S.A. perfeccionó la compra del 99,88% del capital social de Enel Distribución Goias S.A. en un monto aproximado de ~USD 720 millones. El impacto de esta operación, más otros antecedentes relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 7.1. de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2018.

- En **noviembre de 2017**, nuestra filial Enel Brasil S.A. adquirió el 100% de la concesión de la Central Hidrogeneradora Volta Grande (EGP Volta Grande) por un monto aproximado de ~USD 436 millones. El impacto de esta operación, más otros antecedentes relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 10 de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2018.

- 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. El proceso finalizó exitosamente con fecha 4 de Julio de 2018, adquiriendo finalmente un 95,05% de participación accionaria, que corresponde a 156.158.581 acciones por un monto de ~ USD 1.840 millones.

Para efectos contable se considera que el control de Eletropaulo se obtuvo el día 7 de Junio, fecha efectiva del pago y transferencia de las acciones de la subasta inicial, por un 73,38%.

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.

El impacto de esta operación, más otros antecedentes relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 7.2. de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 30 de septiembre de 2018.

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. 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 han sido 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 y la situación financiera de nuestras subsidiarias Argentina, fueron convertidos al tipo de cambio de cierre (\$Arg/USD) al 30 de septiembre de 2018, 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 períodos comparativos no es requerida en los estados financieros consolidados del Grupo.

Para mayor información, ver Nota N° 8 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. Virtualmente casi todos los ingresos, resultados y flujos de efectivo provienen de las operaciones de nuestras filiales, entidades controladas conjuntamente y asociadas en estos cuatro países.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves al 30 de septiembre de 2018 y 2017, 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 %	
		2018	2017	2018	2017
Enel Generación Costanera S.A.	SIN Argentina	5.194	6.338	5,1%	6,2%
Enel Generación El Chocón S.A.	SIN Argentina	2.331	1.503	2,3%	1,5%
Central Dock Sud	SIN Argentina	3.131	3.664	3,1%	3,6%
Enel Generación Perú S.A. (Edegel)	SICN Peru	7.470	6.883	19,8%	23,3%
Enel Generación Piura S.A. (Piura)	SICN Peru	440	485	1,2%	1,6%
Emgesa S.A.	SIN Colombia	14.061	13.635	27,3%	19,2%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	SICN Brasil	12.897	6.552	3,7%	1,7%
Enel Generación Fortaleza S.A.	SICN Brasil	2.085	2.222	0,6%	0,6%
EGP Volta Grande S.A.	SICN Brasil	946	-	0,3%	
Total		48.555	41.282		

Segmento de Negocio Distribución

Empresa	Ventas de Energía (GWh) (*)		Pérdidas de energía (%)		Clientes (miles)		Clientes/Empleados	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	13.615	13.642	13,2%	12,5%	2.548	2.524	654	610
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	5.984	5.973	8,1%	8,4%	1.417	1.392	2.390	2.396
Enel Distribución Río S.A.	8.192	8.204	20,8%	20,4%	2.967	3.011	3.040	2.934
Enel Distribución Ceará S.A.	8.688	8.494	14,1%	13,3%	3.948	3.984	3.544	3.504
Enel Distribución Goiás S.A.	10.168	8.855	12,1%	11,8%	3.002	2.894	2.742	2.343
Eletropaulo Metropolitana de Electricidade de Sao Paulo	13.913	-	9,5%	-	7.190	-	959	-
Codensa S.A.	10.443	10.276	7,9%	7,8%	3.415	3.315	2.268	2.434
Total	71.004	55.444	12,2%	12,4%	24.486	17.120	1.468	1.805

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

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018



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 septiembre de 2018 y 2017.

INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA

Generación y Distribución (millones de US\$)

PAIS	Argentina		Brasil		Colombia		Peru		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	sep-18	sep-17	sep-18	sep-17	sep-18	sep-17	sep-18	sep-17	sep-18	sep-17	sep-18	sep-17	sep-18	sep-17
Ingresos por ventas de energía														
Generación	164	206	598	509	920	840	389	368	2.071	1.923	(514)	(558)	1.557	1.365
Cientes Regulados	-	-	188	180	524	505	222	233	934	918	(514)	(558)	420	360
Cientes no Regulados	-	-	321	328	337	285	158	120	816	733	-	-	816	733
Ventas de Mercado Spot	164	206	89	1	59	50	6	1	318	258	-	-	318	258
Otros Cientes	-	-	-	-	-	-	3	14	3	14	-	-	3	14
Distribución	709	837	3.595	2.481	1.069	941	645	614	6.018	4.873	-	-	6.018	4.873
Residenciales	255	271	1.774	1.085	528	486	336	309	2.893	2.151	-	-	2.893	2.151
Comerciales	258	330	886	601	252	230	83	86	1.479	1.247	-	-	1.479	1.247
Industriales	81	104	262	202	102	94	122	118	567	518	-	-	567	518
Otros Consumidores	115	132	673	593	187	131	104	101	1.079	957	-	-	1.079	957
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(219)	(238)	(185)	(200)	(110)	(120)	(514)	(558)	514	558	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	873	1.043	3.974	2.752	1.804	1.581	924	862	7.575	6.238	-	-	7.575	6.238
variación en millones de US\$ y %	(170)	16,3%	1.222	44,4%	223	14,1%	62	7,2%	1.337	21,4%	-	-	1.337	21,4%

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018



I.- ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Américas por el período terminado el 30 de septiembre de 2018, fue de USD 513 millones, lo que representa un aumento de un 33,6% con respecto al resultado de USD 384 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 septiembre de 2018 y 2017:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	30-09-2018	30-09-2017	Variación	Variación
	(cifras en millones de USD)			%
Ingresos	9.343	7.564	1.779	23,5%
Ingresos de actividades ordinarias	8.620	6.894	1.726	25,0%
Otros ingresos de explotación	723	670	53	7,9%
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(5.817)	(4.222)	(1.595)	(37,8%)
Compras de energía	(4.126)	(2.825)	(1.301)	(46,1%)
Consumo de combustible	(161)	(178)	17	9,6%
Gastos de transporte	(764)	(435)	(329)	(75,6%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(766)	(784)	18	2,3%
Margen de Contribución	3.526	3.342	184	5,5%
Gastos de personal	(441)	(515)	74	14,4%
Otros gastos por naturaleza	(711)	(692)	(19)	(2,8%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	2.374	2.135	239	11,2%
Depreciación y amortización	(570)	(481)	(89)	(18,5%)
Pérdidas por deterioro	(95)	(117)	22	18,8%
Resultado de Explotación (EBIT)	1.709	1.537	172	11,2%
Resultado Financiero	(288)	(493)	205	41,6%
Ingresos financieros	226	174	52	29,9%
Gastos financieros	(724)	(661)	(63)	(9,5%)
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	122	-	122	100,0%
Diferencia de cambio	88	(6)	94	n/a
Otros Resultados distintos de la operación	2	5	(3)	(60,0%)
Otras Ganancias (pérdidas)	1	1	-	0,0%
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	1	4	(3)	(75,0%)
Resultado Antes de Impuestos	1.423	1.049	374	35,7%
Impuesto sobre sociedades	(564)	(392)	(172)	(43,9%)
Resultado después de impuestos de las actividades continuadas	859	657	202	30,8%
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Después de Impuesto	-	-	-	0,0%
Resultado después de impuestos incluyendo actividades discontinuadas	859	657	202	30,8%
Resultado del Período	859	657	202	30,8%
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	513	384	129	33,6%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	346	273	73	26,7%
Utilidad por acción USD(*)	0,00893	0,00668	0,00225	33,6%

(*) Al 30 de Septiembre de 2018 el número promedio de acciones ordinarias en circulación son 57.452.641.516 (57.452.641.516 en 2017).

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018



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

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	30-09-2018 Proforma Enel Américas sin hiperinflación MMUS\$	Efecto Aplicación NIC 29 MMUS\$	Efecto Aplicación NIC 21 MMUS\$	Ajustes MMUS\$	30-09-2018 Enel Américas reportado MMUS\$
	(i)	(ii)	(iii)	(iv)	(v)
Ingresos de actividades ordinarias	9.052	67	(499)	(432)	8.620
Otros ingresos, por naturaleza	728	-	(5)	(5)	723
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	9.780	67	(504)	(437)	9.343
Materias primas y consumibles utilizados	(6.041)	(33)	257	224	(5.817)
Margen de Contribución	3.739	34	(247)	(213)	3.526
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	133	2	(17)	(15)	118
Gastos por beneficios a los empleados	(637)	(12)	90	78	(559)
Gasto por depreciación y amortización	(531)	(57)	17	(40)	(571)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(109)	-	14	14	(95)
Otros gastos por naturaleza	(746)	(8)	44	36	(710)
Resultado de Explotación	1.849	(41)	(99)	(140)	1.709
Otras ganancias (pérdidas)	1	-	-	-	1
Ingresos financieros	251	3	(28)	(25)	226
Costos financieros	(787)	(9)	71	62	(725)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	2	-	(1)	(1)	1
Diferencias de cambio	160	1	(73)	(72)	88
Resultado por unidades de reajuste	-	123	-	123	123
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	1.476	77	(130)	(53)	1.423
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(546)	(64)	46	(18)	(564)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	930	13	(84)	(71)	859
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	930	13	(84)	(71)	859
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	531	19	(37)	(18)	513
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	398	(6)	(46)	(52)	346
GANANCIA (PÉRDIDA)	929	13	(83)	(70)	859

- (i) Refleja cuál hubiera sido el resultado consolidado de Enel Américas al 30 de septiembre de 2018, en caso que la economía Argentina no se hubiere considerado como hiperinflacionaria, según define NIC 29.
- (ii) Corresponde a los resultados que surgen de la posición neta de activos y pasivos monetarios, según define NIC 29. Este resultado se determina mediante la reexpresión de los activos y pasivos no monetarios, como así también de aquellas cuentas de resultados que no se determinen de una base ya actualizada.
- (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 al 30 de septiembre de 2018.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018



EBITDA:

El EBITDA para el período al 30 de septiembre de 2018 fue de USD 2.374 millones, lo que presenta un aumento de USD 239 millones, equivalente a un incremento de un 11,2%, con respecto al EBITDA de USD 2.135 millones por el período terminado el 30 de septiembre de 2017.

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 períodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, se presentan a continuación:

EBITDA ACTIVIDADES CONTINUADAS POR SEGMENTO DE NEGOCIOS				
	Por los períodos terminados el 30 de septiembre de			
	2018	2017	Variación	Variación
	(Cifras en millones de USD)			%
Generación y Transmisión:				
Argentina	166	209	(43)	(20,6)
Brasil	673	603	70	11,6
Colombia	953	862	91	10,6
Perú	582	516	66	12,8
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	2.374	2.190	184	8,4
Distribución:				
Argentina	744	891	(147)	(16,5)
Brasil	4.846	3.315	1.531	46,2
Colombia	1.284	1.140	144	12,63
Perú	680	658	22	3,34
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	7.554	6.004	1.550	25,8
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(585)	(630)	45	(7,1)
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	9.343	7.564	1.779	23,5
Generación y Transmisión:				
Argentina	(13)	(18)	5	27,8
Brasil	(458)	(337)	(121)	(35,9)
Colombia	(340)	(287)	(53)	(18,5)
Perú	(295)	(250)	(45)	(18,0)
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	(1.106)	(893)	(214)	(23,9)
Distribución:				
Argentina	(448)	(501)	53	10,6
Brasil	(3.611)	(2.378)	(1.233)	(51,9)
Colombia	(779)	(640)	(139)	(21,7)
Perú	(461)	(441)	(20)	(4,5)
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(5.299)	(3.959)	(1.339)	(33,8)
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	588	630	(42)	6,7
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	(5.817)	(4.222)	(1.595)	(37,8)
Generación y Transmisión:				
Argentina	(25)	(51)	26	51,0
Brasil	(12)	(13)	1	7,7
Colombia	(22)	(20)	(2)	(10,0)
Perú	(22)	(22)	-	-
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	(81)	(106)	25	23,6
Distribución:				
Argentina	(106)	(169)	63	37,3
Brasil	(184)	(166)	(18)	(10,8)
Colombia	(33)	(34)	1	2,9
Perú	(18)	(21)	3	14,3
Gastos de Personal Segmento de Distribución	(341)	(389)	49	12,3
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(19)	(20)	1	5,0
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	(441)	(515)	75	14,4

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018



Continuación:

	Por los períodos terminados el 30 de septiembre de			
	2018	2017	Variación	Variación
	(Cifras en millones de USD)			%
Generación y Transmisión:				
Argentina	(16)	(26)	10	38,5
Brasil	(16)	(13)	(3)	23,1
Colombia	(29)	(33)	4	12,1
Perú	(32)	(33)	1	3,0
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	(93)	(106)	13	12,3
Distribución:				
Argentina	(65)	(122)	57	46,7
Brasil	(388)	(326)	(62)	(19,0)
Colombia	(84)	(76)	(8)	(10,5)
Perú	(36)	(30)	(6)	(20,0)
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	(573)	(555)	(18)	(3,2)
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(45)	(31)	(14)	(45,2)
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	(711)	(692)	(19)	(2,8)
EBITDA				
Generación y Transmisión:				
Argentina	112	114	(2)	(1,8)
Brasil	186	240	(54)	(22,5)
Colombia	562	522	40	7,7
Perú	234	211	23	10,9
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	1.094	1.086	8	0,7
Distribución:				
Argentina	124	99	25	25,3
Brasil	663	446	217	48,7
Colombia	388	389	(1)	(0,3)
Perú	166	166	-	-
EBITDA Segmento de Distribución	1.341	1.100	241	21,9
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(61)	(51)	(10)	(19,6)
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	2.374	2.135	239	11,2

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN:

Argentina

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Argentina alcanzó los USD 112 millones a septiembre de 2018, lo que representa una leve disminución de USD 2 millones respecto a igual período del año 2017. Las principales variables, por filial, que explican esta disminución en los resultados a septiembre 2018, comparado con el mismo periodo del 2017, se describen a continuación:

Enel Generación Costanera S.A.: (Mayor EBITDA de USD 6 millones *debido principalmente a mayores ingresos por aumento tarifa según resolución SEE N°19/2017.*)

Los ingresos de explotación de Enel Generación Costanera disminuyeron en USD 24 millones, o 22,5%, en septiembre 2018. Esta disminución se explica principalmente por (i) menores ingresos por USD 62 millones producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano experimentada durante 2018 y por el cambio en la metodología de conversión de resultados, requerida por la aplicación de NIC 29 en Argentina, que pasó de tipo de cambio medio a tipo de cambio de cierre, tal como lo requiere NIC 21, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria.

Lo anterior, fue parcialmente compensado por USD 34 millones de mayores ingresos explicados por un incremento de la remuneración tarifaria (regulación N° SEE 19/2017) y por USD 5 millones de mayores ingresos por la actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengo, también originados en la aplicación de NIC 29.

Los **costos de explotación disminuyeron en USD 3 millones** y que se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias.

Los **gastos de personal disminuyeron en USD 19 millones** y se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias por USD 22 millones, compensado parcialmente con aumento de salarios por USD 3 millones relativo a la inflación interna del país.

Los **otros gastos por naturaleza disminuyeron en USD 7 millones** y se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias.

A nivel de EBITDA en Enel Generación Costanera, producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias, se registró un efecto negativo de USD 28 millones, y por la aplicación de NIC 29, esto es ajustar por inflación las cuentas de resultados, un efecto positivo de USD 3 millones.

Enel Generación El Chocón: (Mayor EBITDA de USD 3 millones debido principalmente a mayor remuneración tarifaria por nueva regulación N°SEE 19/2017.)

Los **ingresos de explotación** de Enel Generación El Chocón disminuyeron en **USD 3 millones** principalmente por **(i)** menores ingresos de conversión por USD 25 millones, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano experimentada durante 2018 y por el cambio en la metodología de conversión de resultados, requerida por la aplicación de NIC 29 en Argentina, que pasó de tipo de cambio medio a tipo de cambio de cierre, tal como lo requiere NIC 21, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria. Lo anterior parcialmente compensado con **(i)** USD 20 millones de incremento por remuneración tarifaria por nueva regulación N° SEE 19/2017 afectado también por el impacto del tipo de cambio para aquellos contratos que están dolarizados y **(ii)** incremento de USD 2 millones por la aplicación de la inflación interna en Argentina.

Los **costos de Explotación** disminuyeron en **USD 2 millones** y que se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias.

Los **gastos de personal** disminuyeron en **USD 2 millones** y que se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias.

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **USD 2 millones** y que se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias.

A nivel de EBITDA en Enel Generación El Chocón, producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias, se registró un efecto negativo de USD 17 millones, y por la aplicación de NIC 29, esto es ajustar por inflación las cuentas de resultados, un efecto positivo de USD 2 millones.

Central Dock Sud: (Menor EBITDA de USD 13 millones principalmente por devaluación del peso argentino respecto del dólar americano)

Los **ingresos de explotación** de Central Dock Sud disminuyeron en **USD 17 millones**, o 27,8%, en 2018, lo que se explica por un incremento en la tarifa de acuerdo a regulación N° 19/2017 por USD 19 millones, compensado por USD 36 millones de menores ingresos producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano experimentada durante 2018 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** de Central Dock Sud se mantuvieron en línea respecto a igual período del año anterior, explicado por mayores gastos de transporte de USD 3 millones, cuyos efectos se vieron totalmente compensados principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias.

Los **gastos de personal disminuyeron en USD 3 millones** y se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias por USD 4 millones, compensado con mayores gastos de USD 1 millón por incremento de horas adicionales producto de interrupción de la planta y por efecto inflación.

Los **otros gastos por naturaleza disminuyeron en USD 1 millón** y se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias por USD 4 millones, compensado con un mayor gasto por baja de inmovilizado por el siniestro de una turbina por USD 3 millones.

A nivel de EBITDA de Central Docksud, producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias, se registró un efecto negativo de USD 25 millones, y por la aplicación de NIC 29, esto es ajustar por inflación las cuentas de resultados, un efecto positivo de USD 3 millones.

Enel Trading Argentina: (mayor EBITDA de USD 2 millones principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias)

Brasil

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación y transmisión en Brasil alcanzó los USD 186 millones en 2018, lo que representa una disminución de USD 54 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican esta disminución en los resultados a septiembre de 2018, comparado con igual período del año 2017, se describen a continuación:

EGP Cachoeira Dourada S.A.: (Menor EBITDA de USD 9 millones principalmente por mayores compras de energía)

Los **ingresos de explotación de EGP Cachoeira Dourada aumentaron** en USD 68 millones, o 20,4%, en 2018. El aumento se explica principalmente por un incremento de USD 107 millones debido a mayores ventas físicas de energía por 6.344 GWh, por una mayor demanda en el mercado. Lo anterior es compensado por USD 39 millones de menores ingresos producto de la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación de EGP Cachoeira Dourada aumentaron** en USD 77 millones, o 34,0%, en 2018, principalmente explicado por un aumento de USD 104 millones por mayores compras de energía dado el incremento de la demanda, compensado con USD 27 millones de menores costos debido a la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **gastos de personal de EGP Cachoeira Dourada** se mantuvieron en línea con período anterior.

Los **otros gastos por naturaleza de EGP Cachoeira Dourada** se mantuvieron en línea con periodo anterior.

Enel Generación Fortaleza: (Menor EBITDA de USD 96 millones debido principalmente a las mayores compras de energía por corte de suministro de gas por parte de Petrobras)

Los **ingresos de explotación de Enel Generación Fortaleza disminuyeron** en USD 39 millones, principalmente por menores ventas de energía de 137 GWh por USD 6 millones, por menores ingresos por USD 12 millones como resultado del reconocimiento de incentivo fiscal PROVIN (Programa de Incentivo y Desarrollo industrial) y una disminución de USD 24 millones debido a la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano. Lo anterior fue parcialmente compensado por el reconocimiento de USD 3 millones por concepto de indemnizaciones por seguros asociados a siniestros en planta generadora.

Los **costos de explotación de Enel Generación Fortaleza aumentaron** en USD 57 millones, o 52,2%, en 2018, principalmente debido a un aumento atribuible a mayores compras de energía por USD 108 millones, debido al corte de suministro de gas realizado por Petrobras, lo que obligó a la compañía a abastecerse de energía en el mercado para cumplir sus contratos con clientes. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores consumos de combustibles por USD 38 millones y una disminución de USD 13 millones debido a la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano

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

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

Enel Cien S.A.: menor EBITDA de USD 3 millones debido principalmente a menores ingresos producto de la devaluación de un 13,3% del real brasileño respecto del dólar americano.

Enel Green Power Volta Grande.: (sociedad ingresada al perímetro de consolidación a contar del noviembre de 2017. Sus resultados al 30 de septiembre de 2018 presentan un EBITDA positivo de USD 55 millones.)

Los **ingresos de explotación de EGP Volta Grande equivalen** a USD 63 millones correspondientes a mayores ventas de energía por 946 GWh.

Los **costos de explotación de EGP Volta Grande equivalen** a USD 6 millones de gasto de transporte de energía, USD 1 millón de compras de energía y USD 1 millón de otros gastos por naturaleza.

Colombia

El **EBITDA** de nuestra filial de generación en Colombia alcanzó los USD 562 millones en 2018, lo que representa un aumento de USD 40 millones con respecto al mismo período del año anterior. Las principales variables que explican este aumento en los resultados a septiembre de 2018 comparado a igual período del año 2017, se describen a continuación:

Emgesa S.A.: (Mayor EBITDA de USD 41 millones *principalmente por mayores ventas de energía.*)

Los **ingresos de explotación de Emgesa aumentaron en USD 92 millones** o un 10,6% en 2018. El aumento se explica principalmente por **(i)** USD 64 millones por mayores ventas físicas de 426 GWh por USD 55 millones y a un aumento de tarifa de USD 9 millones, **(ii)** aumento por USD 18 millones producto de la apreciación de un 1,9% del peso colombiano respecto del dólar americano y **(iii)** aumento por USD 13 millones correspondientes a indemnizaciones y lucro cesante por siniestros en Túnel Chivor, Guavio y Guaca, compensado con menores efectos por ejecución de garantía en 2017 de contrato Impregilo por USD 3 millones.

Los **costos de explotación de Emgesa aumentaron en USD 52 millones**, o 18,2%, en 2018, compuesto principalmente por **(i)** aumento de USD 14 millones en las compras de energía, que se explican por: USD 31 millones por mayores compras de energía (479/GWh) en el mercado spot, compensados por USD 17 millones por disminución precio de compras en el mercado spot; **(ii)** un aumento de USD 14 millones en el consumo de combustibles, de los cuales USD 12 millones se corresponden con mayores consumos y USD 2 millones con mayores precios, **(iii)** aumento de USD 11 millones por gastos de transporte por aumento de clientes en energía en mercado no regulado y **(iv)** aumento de USD 4 millones de otros aprovisionamiento. Los restantes USD 9 millones corresponde principalmente a la apreciación de un 1,9% del peso colombiano respecto del dólar americano

Los **gastos de personal de Emgesa aumentaron en USD 2 millones**, explicado principalmente por mayores sueldos y bonificaciones respecto del período de septiembre de 2017.

Los **otros gastos por naturaleza de Emgesa disminuyeron en USD 3 millones**, principalmente por disminución de impuesto a las riquezas respecto de igual período del año 2017.

Perú

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en **Perú alcanzó los USD 234 millones** en 2018, lo que representa un aumento de USD 23 millones con respecto de igual período del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados a septiembre 2018, comparado a igual período del año 2017, se describen a continuación:

Enel Generación Perú S.A.: (mayor EBITDA por USD 19 millones principalmente por mayores ingresos por peajes y mayores ventas físicas compensado con incremento compras energía, gastos de combustibles y gastos de transporte).

Los **ingresos de explotación de Enel Generación Perú aumentaron en USD 64 millones**, o 15,5% en 2018. El aumento se explica principalmente por (i) incremento en ingresos por Peajes por captación de clientes libres por USD 43 millones, (ii) mayores ventas de energía de 587 GWh equivalentes a USD 18 millones y (iii) registro de provisión daño material y lucro cesante asociado al rotor Central Térmica Ventanilla por USD 6 millones compensado con menor provisión daño material y lucro cesante emergencia climática registrada en 2017 por USD 3 millones.

Los **costos de explotación de Enel Generación Perú aumentaron en USD 46 millones**, o 21,5%, en 2018, compuesto principalmente por (i) aumento en las compras de energía por USD 32 millones en el mercado spot de los cuales USD 21 millones corresponden a efecto de precio promedio, (ii) mayores gastos de combustibles por USD 12 millones, explicados por un mayor consumo de petróleo para producción de energía térmica por incremento en la demanda de clientes, (iii) incremento en los costos de transporte por USD 20 millones, y (iv) menor reconocimiento de compensaciones por energía renovable por USD 18 millones.

Los **gastos de personal de Enel Generación Perú** se mantuvieron en línea con mismo periodo anterior.

Los **otros gastos por naturaleza de Enel Generación Perú** disminuyeron en USD 1 millón por menores servicios.

Enel Generación Piura S.A.: (Mayor EBITDA de USD 2 millones debido principalmente a menores Gastos de Personal por USD 1 millón y menores compras de energía de un USD 1 millón debido a mayor producción propia)

Chinango S.A.: (Mayor EBITDA de USD 1 millones debido principalmente a mayores ventas físicas de energía)

Los **ingresos de explotación de Chinango S.A.** aumentaron en USD 3 millones principalmente por mayor venta en el mercado Spot.

Los **costos de explotación Chinango S.A.** aumentaron en USD 2 millones principalmente por mayores compras de energía.

Los **gastos de personal Chinango S.A.** se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza Chinango S.A.** se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.

EBITDA SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN:

Argentina

Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur): (Mayor EBITDA de USD 25 millones principalmente por nueva Revisión Tarifaria integral (RTI))

El **EBITDA de nuestra filial Edesur en Argentina alcanzó los USD 124 millones en 2018**, lo que representa un aumento de USD 25 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, que explican este aumento en los resultados a septiembre 2018 comparado el año anterior, se describen a continuación:

Los **ingresos de explotación en Edesur disminuyeron en USD 148 millones**, o un 16,6% en 2018, de los cuales USD 529 millones de menor ingreso se originan producto de producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano experimentada durante 2018 y por el cambio en la metodología de conversión de resultados, requerida por la aplicación de NIC 29 en Argentina, que pasó de tipo de cambio medio a tipo de cambio de cierre, tal como lo requiere NIC 21, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria. Lo anterior, se compensa parcialmente con el reconocimiento de **(i)** mayores ingresos de ventas de ventas de energía por USD 324 millones, producto de la aplicación de la nueva Revisión Tarifaria Integral (RTI) según Resolución N° 64 emitida por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), publicada el 01 de febrero de 2017 e **(ii)** incremento de USD 57 millones producto actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengamiento, también originados en la aplicación de NIC 29.

Los **costos de explotación en Edesur disminuyeron en USD 53 millones**, o un 10,6 % de los cuales USD 298 millones se originan producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano experimentada durante 2018 y por la aplicación de NIC 21, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria. Lo anterior se compensa parcialmente con **(i)** un aumento de USD 239 millones en las compras de energía, de los cuales USD 211 millones se asocian a un aumento en los precios y USD 28 millones debido a la aplicación actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengamiento, también originados en la aplicación de NIC 29, **(ii)** aumento costos de transporte por USD 17 millones principalmente a incremento en los precios y **(iii)** disminución de USD 11 millones por alquileres equipos eléctricos y otros gastos.

Los **gastos de personal en Edesur disminuyen en USD 62 millones**, de los cuales USD 99 millones se origina producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano experimentada durante 2018 y y por la aplicación de NIC 21, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria y por USD 12 millones producto de mayores activaciones de mano de obra. Lo anterior se compensa parcialmente con **(i)** USD 25 millones se relacionan a incrementos salariales producto principalmente de la inflación interna, **(ii)** aumento en planes de retiro por USD 15 millones, **(iii)** Plan de jubilación anticipada por USD 3 millones y **(iv)** aumento producto de la aplicación de la inflación interna por USD 6 millones.

Los **otros gastos por naturaleza en Edesur disminuyen en USD 57 millones** debido principalmente a la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano experimentada durante 2018 y por la aplicación de NIC 21, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria por USD 72 millones, compensado con mayores gastos por USD 15 millones por mantenimientos y renovación de redes y otros servicios.

A nivel de EBITDA de Edesur , producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias, se registró un efecto negativo de USD 61 millones, y por la aplicación de NIC 29, esto es ajustar por inflación las cuentas de resultados, un efecto positivo de USD 9 millones.

Las pérdidas de energía aumentaron un 0.7 p.p. llegando a 13,2% a septiembre de 2018. El número de clientes en Edesur es de 2,548 millones a septiembre 2018, lo que representa un aumento de 24 mil nuevos clientes respecto a igual período del año anterior.

Brasil

El **EBITDA** de nuestras filiales de distribución en Brasil alcanzó los USD 663 millones en 2018, lo que representa un aumento de USD 217 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados a septiembre 2018 comparado con igual período de año 2017, se describen a continuación:

Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla): (Mayor EBITDA de USD 51 millones principalmente por mayores ingresos de explotación por recuperación de tarifa)

Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Río disminuyeron** en USD 89 millones, o un 7,2% en 2018, principalmente explicado por una disminución en los otros ingresos de explotación por USD 136 millones, que se explican fundamentalmente por (i) disminución en los ingresos construcción por IFRIC 12 por USD 103 millones y (ii) menores otros ingresos de explotación por USD 33 millones, debido a la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Lo anterior fue parcialmente compensando por

- Aumento de USD 14 millones de los ingresos por ventas de energía, atribuible principalmente a los siguientes efectos: **(i)** aumento de USD 158 millones debido al efecto de mayores ingresos por recuperación de tarifa; **(ii)** aumento de USD 12 millones por mayores ingresos de medición de energía de medidores. Lo anterior compensado con **(i)** menores ingresos por impuestos recibidos por pesquisas y desarrollos y eficiencia energética por USD 57 millones y **(ii)** disminución de USD 99 millones debido a la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.
- Aumento en otras prestaciones de servicios de USD 33 millones principalmente por aumento (i) de ingresos por peajes por USD 44 millones, (ii) mayores ingresos de apoyos mutuos de USD 2 millones compensados en USD 13 millones por los efectos de conversión por la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación en Enel Distribución Río disminuyeron** en USD 133 millones, o 14,7% en 2018, que se explican principalmente por disminución de USD 10 millones en las compras de energía atribuible a: **(i)** aumento por USD 54 millones por mayores precios de tarifas industriales reguladas y riesgo hidrológico y **(ii)** disminución de USD 64 millones debido a los efectos de conversión por la devaluación de un 13,3% del real brasileño respecto del dólar americano.

Los **gastos de transporte de energía se incrementaron** en USD 28 millones, por mayor contratación de energía térmica por USD 38 millones compensado por USD 10 millones debido a los efectos de conversión por la devaluación de un 13,3% del real brasileño respecto del dólar americano

Los **otros aprovisionamientos variables disminuyeron** por USD 151 millones, correspondientes a **(i)** USD 103 millones de menores costos construcción por IFRIC 12 y disminución **(ii)** de USD 33 millones por conversión, producto de la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano y **(iii)** servicios de prevención de pérdidas por USD 15 millones.

Los **gastos de personal en Enel Distribución Río disminuyeron en USD 1 millón** se explica principalmente por la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Río disminuyeron en USD 5 millones** principalmente debido a la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.4 p.p. llegando a 20,8 % a septiembre de 2018. El número de clientes en Enel Distribución Río es de 2,967 millones a septiembre de 2018, lo que representó una disminución en 44 mil clientes comparados a igual período del año anterior.

Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce): (Menor EBITDA de USD 58 millones principalmente por mayores costos de transporte y mayores compras de energía.)

Los ingresos de explotación en Enel Distribución Ceará disminuyeron en USD 2 millones, o un 0,2 % en 2018, principalmente por menores ventas de energía por USD 49 millones debido a (i) aumento de USD 9 millones por recuperación de tarifa, (ii) mayores ingresos por subsidios baja renta por USD 4 millones, (iii) aumento en venta de energía de 194 KWh equivalente a USD 42 millones. Lo anterior parcialmente compensado con disminuciones en ingresos por reconocimiento de banderas tarifarias por USD 6 millones y por disminución de USD 98 millones debido a la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Las otras prestaciones de servicios aumentaron en USD 10 millones principalmente por ingresos de apoyos mutuos y alquiler de postes y ductos por USD 16 millones compensado por USD 10 millones debido a la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los otros ingresos de explotación aumentaron en USD 37 millones fundamentalmente explicado por los efectos de los ingresos de construcción por contratos de concesión IFRIC 12 por USD 55 millones compensado por conversión producto de la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 18 millones.

Los costos de explotación en Enel Distribución Ceará aumentaron en USD 55 millones, o 7,7% en 2018, que se explican principalmente por (i) aumento en los costos de transporte por peajes por USD 32 millones, (ii) aumento en los costos de construcción IFRIC12 por USD 56 millones y (iii) mayores compras de energía por USD 55 millones, debido a mayor demanda y mayores precios por tarifas industriales reguladas compensado con menores costos por USD 84 millones, producto de la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano y por USD 4 millones de menores servicios de terceros.

Los gastos de personal en Enel Distribución Ceará disminuyeron muy levemente respecto del año anterior, principalmente por aumento de USD 4 millones por indemnizaciones al personal y mayores remuneraciones compensado totalmente por la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Ceará aumentaron en USD 1 millón, principalmente atribuibles a un aumento de USD 11 millones por mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes, litigios civiles compensado con USD 10 millones producto de la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.8 p.p. llegando a un 14,1% al 30 de septiembre 2018. El número de clientes en Enel Distribución Ceará es de 3,948 millones a septiembre de 2018, lo que representó una disminución de 36 mil nuevos clientes comparados a igual período del año anterior.

Enel Distribución Goiás. (ex. CELG): (Mayor EBITDA de USD 100 millones principalmente por mayores ventas físicas y menores costos de personal)

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Goiás aumentaron en USD 77 millones y su composición corresponde a (i) mayores ventas de energía por USD 165 millones, equivalentes a 1.313 GWh de ventas físicas, (ii) incremento de las otras ventas por USD 1 millón y (iii) mayores otros ingresos de explotación por USD 37 millones que corresponden principalmente a multas por retraso por USD 10 millones, mayores ingresos por servicios de obras a terceros por USD 37 millones compensado con menores ingresos por USD 10 millones por construcción relacionados a IFRIC12. Todo lo anterior parcialmente compensado por USD 126 millones que corresponde a la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación** en Enel Distribución Goiás aumentaron en USD 55 millones, explicándose de la siguiente forma (i) mayores compras de energía por USD 94 millones para cubrir mayor demanda, (ii) incremento en gastos de transporte por USD 73 millones y (iii) menores otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 20 millones, que corresponden principalmente a costos de construcción por aplicación de IFRIC 12 por USD 10 millones y menores costos por sanciones regulatorias y servicios por USD 10 millones. Todo lo anterior compensado por USD 92 millones que corresponde a la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano

Los **gastos de personal** en Enel Distribución Goiás disminuyeron en USD 64 millones, y se explican fundamentalmente por una provisión por plan de retiro voluntario por USD 50 millones reconocida en febrero 2017, la diferencia corresponde a la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano

Los **otros gastos por naturaleza** en Enel Distribución Goiás disminuyeron en USD 14 millones, que se explican principalmente por la devaluación de un 13,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.3 p.p. llegando a un 12,1% a septiembre de 2018. El número de clientes de Enel Distribución Goiás es de 3,002 millones a septiembre de 2018, lo que representó un aumento de 108 mil nuevos clientes respecto de septiembre de 2017.

Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo S.A. (Eletropaulo): EBITDA por USD 125 millones principalmente por mayores ventas físicas)

Los **ingresos de explotación** en Eletropaulo fueron de **USD 1.521 millones** y su composición corresponde a **(i)** ventas de energía por USD 1.270 millones, equivalentes a 13.913 GWh de ventas físicas, **(ii)** otras prestaciones de servicios por USD 108 millones que corresponden a ingresos por servicios de peaje y **(iii)** otros ingresos de explotación en USD 143 millones, de los cuales USD 132 millones se explican fundamentalmente por ingresos por construcción relacionados a IFRIC12.

Los **costos de explotación** en Eletropaulo fueron de **USD 1.232 millones**, explicándose de la siguiente forma **(i)** mayores compras de energía por USD 949 millones para cubrir mayor demanda, **(ii)** incremento en gastos de transporte por USD 149 millones y **(iii)** aumento en otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 133 millones, que corresponden principalmente a costos de construcción por aplicación de IFRIC 12 por USD 132 millones.

Los **gastos de personal** en Eletropaulo corresponden a **USD 84 millones**, y se explican fundamentalmente por sueldos y seguridad social de trabajadores.

Los **otros gastos por naturaleza** en Eletropaulo corresponden a **USD 80 millones**, principalmente por mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios.

Las pérdidas de energía ascienden a 9,5% a septiembre de 2018. El número de clientes de Eletropaulo es de 7,190 millones a septiembre de 2018.

Colombia

El **EBITDA** de nuestra filial Codensa en Colombia alcanzó los USD 388 millones en 2018, lo que representa una disminución de USD 1 millón con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados a septiembre de 2018 comparado con igual período del año 2017, se describen a continuación:

Codensa S.A.: (Menor EBITDA por USD 1 millón *principalmente por mayores compras de energía y mayores gastos de mantenimiento*)

Los **ingresos de explotación en Codensa aumentan en USD 145 millones**, o un 12,7% en 2018, debido a **(i)** un aumento de USD 15 millones por mayor venta físicas (167 GWh), **(ii)** un aumento por USD 94 millones principalmente atribuible a un mayores tarifas por efecto de la inflación, **(iii)** un aumento de USD 14 millones debido principalmente a alquiler de postes y ductos, líneas y redes y arrendamiento de infraestructura y otros **(iv)** un aumento por USD 22 millones como consecuencia de los efectos de conversión producto de la apreciación de un 1,9% del peso colombiano en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación en Codensa aumentan en USD 139 millones** o 21,8% en 2018 y se explican principalmente por: **(i)** aumento de USD 117 millones por mayores compra de energía de 158 GWh con respecto al año anterior por USD 10 millones y por USD 107 millones relacionado a un mayor precio promedio de la energía, **(ii)** aumento de USD 7 millones en los gastos de transporte y **(iii)** aumento de USD 3 millones en los costos por otros aprovisionamientos variables y servicios como consecuencia de mayores costos asociados a nuevos negocios. Adicionalmente, se experimentó un aumento por USD 12 millones producto de los efectos de conversión debido a la apreciación de un 1,9% del peso colombiano en relación con el dólar americano.

Los **gastos de personal en Codensa disminuyen en USD 1 millón**, como consecuencia de un aumento de USD 4 millones por un incremento en los sueldos y salarios, compensado por USD 5 millones por mayor activación de costos mano de obra en proyectos en construcción.

Los **otros gastos por naturaleza en Codensa aumentan en USD 8 millones**, o 10,4% en 2018, principalmente debido a un aumento de USD 11 millones en los costos servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios. Lo anterior parcialmente compensado con una disminución de USD 3 millones por menores impuesto a la riqueza respecto al año mismo periodo del año anterior.

Las pérdidas de energía aumentaron en un 0.1 pp llegando a 7,9% a septiembre 2018. El número de clientes en Codensa es de 3,415 millones a septiembre de 2018, lo que representó un aumento de 100 mil nuevos clientes comparados a igual período del año anterior.

Perú

El **EBITDA** de nuestra filial Enel Distribución Perú S.A. alcanzó los USD 166 millones en 2018 en línea respecto del mismo periodo del año anterior

Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor): (menor EBITDA de USD 1 millón)

Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Perú aumentaron en USD 23 millones** por mayores ventas de energía, que se explican por USD 19 millones relacionados a un incremento en la tarifa, mayores ventas físicas de 11 GWh por USD 14 millones compensado por menores otras prestaciones de servicios por USD 10 millones principalmente movimiento de redes.

Los **costos de explotación en Enel Distribución Perú aumentaron en USD 21 millones**, que se explican principalmente por un aumento de USD 20 millones por compras de energía debido a un mayor precio medio de compra y mayores gastos por USD 1 millones con menores otros costos variables correspondientes a contratistas por conexiones de líneas.

Los **gastos de personal en Enel Distribución Perú disminuyen en USD 2 millones** principalmente por menores salarios.

Los **otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Perú aumentaron en USD 5 millones** por incremento servicios de terceros.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0.3 p.p. alcanzando un 8.1% a septiembre de 2018. El número de clientes en Enel Distribución Perú es de 1,417 millones en el año 2018, lo que representó un aumento de 25 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018



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 periodos terminados al 30 de septiembre de 2018 y 2017.

Segmento	30 de septiembre de 2018			30 de septiembre de 2017		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
(Cifras en millones de USD)						
Generación y Transmisión:						
Argentina	112	(56)	56	114	(43)	71
Brasil	186	(24)	162	240	(32)	208
Colombia	562	(57)	505	522	(54)	468
Perú	234	(48)	186	211	(64)	147
Total Segmento de Generación y Transmisión	1.094	(185)	909	1.086	(192)	894
Distribución:						
Argentina	124	(54)	70	99	(43)	56
Brasil	663	(288)	375	446	(241)	205
Colombia	388	(96)	292	389	(81)	308
Perú	166	(43)	123	166	(41)	125
Total Segmento de Distribución	1.341	(480)	861	1.100	(406)	694
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(61)		(61)	(51)	-	(51)
Total Consolidados Enel Américas	2.374	(665)	1.709	2.135	(598)	1.537

Depreciación, Amortización, Deterioro

La **depreciación, amortización y deterioro** ascendieron a **USD 665 millones** en el año 2018, aumentando en **USD 67 millones** con respecto a igual período del año 2017.

La depreciación y amortización fue de **USD 570 millones** en el año 2018, lo que representa un aumento de **USD 89 millones** con respecto a igual período del año 2017. Lo anterior se explica principalmente por: **(i)** un aumento en el **Grupo Enel Brasil** por **USD 50 millones** principalmente por la incorporación de **Eletropaulo** al perímetro de consolidación por **USD 51 millones**, **(ii)** aumento **Codensa** por **USD 13 millones** por aumento en las activaciones relacionadas en operación en subestaciones, líneas y redes y **(iii)** finalmente mayores depreciaciones en las filiales argentinas por **USD 24 millones** principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias.

Por su parte las **pérdidas por deterioro** ascendieron a **USD 95 millones** en el año 2018, lo que representa una disminución neta en el gasto de incobrabilidad de **USD 22 millones** respecto a igual período del año 2017.

Se explica principalmente por disminuciones: **(i)** en **Enel Distribución Río** por USD 17 millones, **(ii)** en **Enel Distribución Ceará** por USD 9 millones, **(iii)** en **Enel Generación Perú** por USD 14 millones debido a deterioro Central Callahuanca por USD 11 millones monto registrado en 2017 debido a emergencia climática ocurrida en Perú y USD 3 millones por Cajamarquilla y **(iv)** en **Edesur** por USD 3 millones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018



Lo anterior está parcialmente compensado con mayores pérdidas por incobrabilidad de **Eletropaulo** por **USD 16 millones** por ingreso al perímetro de consolidación en el mes de junio de 2018 y en **Enel Distribución Goias** por **USD 3 millones**.

A nivel de **Depreciación, Amortización y Deterioro** para las filiales argentinas producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias se registró un efecto positivo de USD 31 millones y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto negativo de USD 57 millones.

Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una pérdida de USD 288 millones a septiembre de 2018, lo que representa una mejora del resultado financiero en USD 205 millones con respecto a la pérdida de USD 493 millones registrada a igual período del año 2017, explicado por:

(a) Mayores ingresos financieros por USD 52 millones a septiembre de 2018, principalmente atribuibles a: **(i)** incremento de **USD 42 millones** por la incorporación al perímetro de consolidación de **Eletropaulo**, generados principalmente a reconocimiento ingresos financieros por IFRIC 12 por USD 16 millones, intereses ganados por depósitos de caja y depósitos judiciales por USD 10 millones y por intereses de cuentas comerciales por cobrar USD 16 millones y **(ii)** incremento **USD 12 millones** en **Enel Distribución Río**, de los cuales USD 20 millones están relacionados a reconocimiento ingresos financieros por IFRIC 12 y USD 4 millones por actualizaciones financieras de activos regulatorios, compensados con USD 7 millones debido a menores ingresos de actualizaciones depósitos judiciales y cuentas comerciales y menores ingresos de USD 5 millones debido a los efectos de la devaluación de un 13,3% del real brasileño respecto del dólar americano.

A nivel de **Ingresos Financieros** para las filiales argentinas producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias se registró un efecto negativo de USD 28 millones y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto positivo de USD 3 millones.

(b) Mayores gastos financieros por USD 63 millones principalmente atribuibles a: **(i)** mayores gastos por **USD 107 millones** debido a la incorporación al perímetro de consolidación de **Eletropaulo** generados principalmente por su deuda financiera por **USD 56 millones**, actualización financiera de provisiones civiles por **USD 16 millones** y actualización de Provisiones Post Empleo por **USD 32 millones**, **(ii)** mayores gastos financieros por **USD 56 millones** en **Enel Sudeste** por su deuda financiera para la adquisición de Eletropaulo, **(iii)** mayores gastos financieros **por Enel Brasil de USD 24 millones** relacionados con la deuda por compra Eletropaulo, **(iv)** mayores gastos financieros **por USD 13 millones** en **Enel Green Power Volta Grande** por su deuda financiera.

Los mayores gastos financieros están parcialmente compensado con **(i)** menores gastos financieros en **Edesur** por **USD 64 millones**, explicados fundamentalmente por la aplicación de NIC 21 a economías hiperinflacionarias dólar americano por **USD 93 millones**, compensado con los mayores gastos financieros de intereses relacionados a los mutuos CAMMESA por **USD 15 millones**, por actualización financiera de juicios por **USD 5 millones**, por actualización multas por **USD 3 millones** y mayores gastos financieros por la actualización por IPC de los mismos por **USD 6 millones**, originados por la aplicación de NIC 29, **(ii)** disminución de **USD 72 millones** en **Enel Distribución Río**, que se explica por disminución de actualización financiera de provisiones por contingencias civiles por USD 17 millones, disminución de recargo financiero FIDIC por **USD 6 millones**, disminución de efectos financieros de activos y pasivos regulatorios por **USD 9 millones** y disminución de intereses de deuda por bonos y otras deudas por **USD 40 millones**.

A nivel de **Gastos Financieros** para las filiales argentinas producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias se registró un efecto positivo de USD 71 millones y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto negativo de USD 9 millones

(c) Los **resultados por reajustes** presentan un aumento de **USD 122 millones**, corresponden al resultado financiero que se genera por la aplicación de la NIC 29 en Argentina y reflejan el saldo neto que surge de aplicar inflación a los activos y pasivos no monetarios y a las cuentas de resultados que no se determinan sobre una base actualizada, convertido a dólar americano a tipo de cambio de cierre

(d) **Mejores resultados por diferencias de cambio por USD 94 millones** debido principalmente a: (i) diferencia de cambio positiva de **USD 198 millones** relativo a las cuentas a cobrar en moneda extranjera por créditos VOSA en Argentina, por las filiales **Enel Generación El Chocón S.A.** USD 131 millones, **Central Dock Sud** por USD 54 millones y **Enel generación Costanera S.A.** por USD 13 millones. Estos efecto ya netos de la aplicación de NIC 21 a economías hiperinflacionarias.

Lo anterior parcialmente compensado con diferencias de cambio negativas por **USD 46 millones** por deuda en moneda extranjera con Mitsubishi de nuestra filial **Enel Generación Costanera S.A.**, por diferencias negativas de **USD 45 millones en Grupo Enel Brasil**, principalmente por diferencias de cambio no calzadas por transacciones entre sus Filiales CIEN, CTM y TESA y por diferencias negativas otras deudas por **USD 13 millones**.

A nivel de **Diferencias de Cambio** para las filiales argentinas producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias se registró un efecto negativo de USD 73 millones y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto positivo de USD 1 millones

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades aumentó su pérdida en USD 172 millones, o un 43,9% en 2018, que se explica principalmente por (i) mayor gasto de USD 52 millones en **Enel Distribución Río** por mejores resultados financieros respecto de igual periodo anterior, (ii) mayor gasto de USD 15 millones por incorporación al perímetro de consolidación en Noviembre de 2017 de **EGP Volta Grande** (iii) mayor gasto por USD 69 millones en **Enel Distribución Goiás** principalmente por mejores resultados financieros USD37 millones y un menor registro de impuestos diferidos de perdidas tributarias respecto del mismo periodo del año anterior en USD32 millones (iv) mayor gasto en **Enel Generación el Chocón** por USD 48 millones principalmente debido a la mejora de resultados respecto del año anterior entre ellos los efectos positivos del tipo de cambio para las cuentas a cobrar en dólares, (v) mayor gasto en **Central Dock Sud** USD 10 millones producto de mejores resultados respecto del periodo anterior entre ellos los efectos positivos del tipo de cambio para las cuentas a cobrar en dólares y (vi) mayor gasto en **Edesur** por USD 45 millones principalmente por mejores resultados financieros respecto de igual periodo anterior por USD 23 millones y por efectos de registro de impuestos por la aplicación de hiperinflación correspondiente a USD 22 millones.

Todo lo anterior parcialmente compensado en **Enel Brasil** por un menor gasto por impuestos de USD 31 millones correspondiente a menores resultados financieros respecto del mismo periodo del año anterior y por **Enel Generación Fortaleza** por USD 31 millones debido a peor resultado financiero en 2018 por corte de suministro de gas por parte de Petrobras.

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 USD 46 millones y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto negativo de USD 64 millones.

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos (millones de US\$)	sep-18	dic-17	Variación	% Variación
Activos Corrientes	6.449	4.545	1.904	41,9%
Activos No Corrientes	19.737	15.624	4.113	26,3%
Total Activos	26.186	20.169	6.017	29,8%

El total de activos de la Enel Américas al 30 de septiembre de 2018 aumentó en USD 6.017 millones comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2017, principalmente como consecuencia de:

- Los **Activos Corrientes** presentan un **aumento de USD 1.904 millones**, equivalente a un 41,9%, principalmente atribuible a:
 - **Aumento del Efectivo y efectivo equivalente por USD 74 millones**, compuesto principalmente por: **(i)** Ingreso de flujos operacionales por **USD 881 millones** correspondientes a cobros por ventas y prestaciones de servicios neto de pago a proveedores y otros pagos, **(ii)** Aumento por Flujo de Actividades de Financiamiento por **USD 2.027 millones** que corresponden a: Importes por préstamos por USD 4.263 millones y otras entradas por USD 6 millones compensado con Pagos de Préstamos por USD 1.427 millones, Pagos de intereses por USD 306 millones y por Pagos de Dividendos por USD 509 millones, **(iii)** Disminución de Flujos por actividades de inversión por **USD 2.640 millones**, que corresponden a: Pagos adquisición Eletropaulo por USD 1.590 millones, compra propiedades plantas y equipos e intangibles por USD 1.036 millones, pagos para adquirir instrumentos de deuda por USD 73 millones, otros pagos por USD 15 millones compensado con intereses recibidos por USD 74 millones y finalmente **(iv)** menos efecto de los cambios en las tasas de cambio por USD 194 millones.

- **Aumento de Otros activos financieros Corrientes por USD 104 millones**, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo cuyos vencimientos son superiores a 90 días desde el momento de la inversión, compuesto por **Codensa** por USD 11 millones, **Emgesa** por USD 30 millones, **Enel Américas** por USD 10 millones y aumento de USD 53 millones en **Grupo Enel Brasil**, por depósitos mayores a 90 días principalmente en **Enel Distribución Río** por USD 24 millones y **Enel Distribución Ceará** por USD 23 millones.

Aumento de Otros activos no financieros Corrientes por USD 69 millones, compuestos principalmente por **(i)** aumento de USD 21 millones en **Enel Perú** por reclamaciones de multas de impuestos e intereses y **(ii)** aumento en **Grupo Enel Brasil** por USD 55 millones, que corresponde a incrementos de pólizas de responsabilidad civil y otras cuentas a cobrar principalmente en **Eletropaulo** por USD 89 millones compensado con disminuciones en **Enel Distribución Goiás** por USD 21 millones, en **Enel Distribución Ceará** por USD 11 millones y en **Enel Distribución Río** por USD 2 millones.

- **Aumento de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por USD 1.534 millones**, que corresponde principalmente a **(i)** aumento en **Grupo Enel Brasil S.A.** por USD 1.548 millones, que se explica principalmente **Eletropaulo** sociedad adquirida e ingresada a nuestro perímetro de consolidación en junio de 2018 por USD 1.150 millones que corresponden a cuentas comerciales por cobrar por USD 630 millones, Activos Regulatorios por cobrar por USD 455 millones, Subsidios Baja Renta por cobrar por USD 17 millones y otros por USD 48 millones, **(ii)** aumento en **Enel Distribución Ceará** por USD 217 millones mayores cuentas por cobrar neto efecto devaluación del real brasileño respecto del dólar americano, **(iii)** aumento en **EGP Cachoeira** por USD 67 millones mayores cuentas a cobrar neto efecto devaluación del real brasileño respecto del dólar americano, **(iv)** aumento en **Enel Distribución Río** por USD 59 millones mayores cuentas por cobrar neto efecto devaluación del real brasileño respecto del dólar americano y **(v)** aumento en **Enel Distribución Goiás** por USD 55 millones por mayores cuentas por cobrar neto efecto devaluación del real brasileño respecto del dólar americano
- **Aumento de inventario por USD 122 millones**, que corresponde principalmente a: **(i)** aumento en **Grupo Enel Brasil S.A.** por USD 89 millones que se explica al reconocimiento de inventario desde intangible en **Enel Distribución Ceará** por USD 16 millones y por **Eletropaulo** por USD 82 millones sociedad adquirida e ingresada a nuestro perímetro de consolidación en junio de 2018 **(ii)** aumento en **Codensa** por USD 15 millones, correspondiente a compra de materiales para mantenciones y **(iii)** aumento en **Emgesa** por USD 5 millones, por compra de combustibles líquidos y carbón.

- Aumento de los **Activos No Corrientes por USD 4.113 millones**, equivalente a un 26,3%, principalmente por:
- **Aumento de Otros activos financieros no corrientes por USD 857 millones**, debido principalmente a aumento de cuentas a cobrar por aplicación de IFRIC12 en las distribuidora brasileña **Eletropaulo** por USD 849 millones, sociedad adquirida e incorporada al perímetro de consolidación en junio de 2018.
 - **Aumento de Otros activos no financieros no corrientes por USD 167 millones**, principalmente por **Enel Distribución Goiás** por depósitos judiciales por USD 51 millones, aumento por **Eletropaulo (sociedad adquirida en junio 2018)** por USD 145 millones debido principalmente a depósitos vinculados judiciales. La diferencia corresponde principalmente a la devaluación del real brasileño respecto del dólar americano por USD 29 millones.
 - **Aumento de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por USD 319 millones**, principalmente se explican por aumento de USD 310 millones por **Eletropaulo** (sociedad adquirida en junio 2018) principalmente por Activos Regulatorios a cobrar.
 - **Aumento de Propiedades, plantas y equipos por USD 370 millones** compuesto principalmente por un **(i)** aumento de USD 461 millones por nuevas inversiones, **(ii)** adquisición por Eletropaulo USD 18 millones y **(iii)** más otros incrementos por USD 1.456 millones producto de la aplicación de la NIC 29. Lo anterior parcialmente compensado por una **(i)** disminución por USD 1.194 millones en los efectos de conversión a dólar americano desde las distintas monedas funcionales de las sociedades filiales, **(ii)** depreciación del período por USD 341 millones, **(iii)** retiros por USD 7 millones y **(iv)** otros bajas por USD 23 millones.
 - **Aumento de Activos Intangibles distintos de la Plusvalía por USD 632 millones** compuesto principalmente por un **(i)** aumento de USD 611 millones por nuevas inversiones y por **(ii)** adquisición de Eletropaulo por USD 1.422 millones. Lo anterior parcialmente compensado por **(i)** disminución por USD 806 millones en los efectos de conversión a dólar americano desde las distintas monedas funcionales de las sociedades filiales y asociadas, **(ii)** USD 242 millones por la depreciación del período, **(iii)** retiros de activos por USD 21 millones y **(iv)** menos otros movimientos por USD 332 millones.
 - **Aumento de la Plusvalía por USD 1.277 millones**, principalmente por los menores efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países en que operamos por USD 199 millones y aumento por la Plusvalía de la compra de **Eletropaulo** por USD 1.476 millones. Para esto último y dado que la adquisición de **Eletropaulo** fue recientemente realizada, la consideración de compra ha sido asignada de manera provisional basado en las estimaciones de la administración. La Sociedad está en proceso de realizar la determinación final del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018



La finalización de la asignación del precio de compra podría generar ciertos ajustes a los montos asignados presentados en los estados financieros.

- **Aumento de Activos por Impuestos Diferidos por USD 485 millones**, principalmente por **Eletropaulo** sociedad adquirida en junio de 2018 por USD 511 millones que corresponden principalmente a impuestos sobre provisiones de contingencias civiles e intangibles compensado con menores efectos en **Enel Distribución Río** por USD 32 millones.

Pasivos y Patrimonio (millones de US\$)	sep-18	dic-17	Variación	% Variación
Pasivo Corriente	7.514	4.934	2.580	52,3%
Pasivo No Corriente	10.274	6.956	3.318	47,7%
Patrimonio Total	8.398	8.279	119	1,4%
Atribuible a los propietarios de la controladora	6.406	6.481	(75)	(1,2%)
Participaciones no controladoras	1.992	1.798	194	10,8%
Total patrimonio y Pasivos	26.186	20.169	6.017	29,8%

El total de **pasivos y patrimonio de Enel Américas**, al 30 de septiembre de 2018 **aumentan en USD 6.017 millones** comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 diciembre de 2017, principalmente como consecuencia de:

- **Los Pasivos Corrientes aumentaron en USD 2.580 millones**, explicado principalmente por:

- **Aumento de las Otros Pasivos Financieros corrientes por USD 1.862 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por **(i)** aumento por USD 144 millones en **Codensa**, principalmente por traspasos desde el largo plazo de bonos y préstamos bancario, **(ii)** aumento de USD 1.013 millones en **Enel Brasil** principalmente utilizados para la adquisición de **Eletropaulo** **(iii)** aumento de USD 104 millones en **Eletropaulo** sociedad adquirida e ingresada a nuestro perímetro de consolidación en junio de 2018, principalmente deuda bancaria, **(iv)** aumento de USD 16 millones en **Enel Distribución Ceará** principalmente registro de intereses devengados, **(v)** aumento de USD 77 millones en **Enel Distribución Río**, por traspasos de préstamos y bonos desde el largo plazo, neto del pago de préstamos, **(vi)** aumento de USD 31 millones en **Enel Sudeste**, por intereses devengados deuda adquirida, **(vii)** aumento por USD 79 millones en **Emgesa** por traspasos desde el largo plazo de bonos, neto de pagos y **(viii)** aumento por USD 381 millones en **Enel Américas**, correspondiente a utilización de líneas de créditos de revolving comprometidas por USD 355 millones incluido sus intereses devengados y traspaso desde largo plazo Bono local B-2 por USD 21 millones.

- **Aumento de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por USD 766 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por un aumento de **(i)** USD 1.148 millones por aumento en **Eletropaulo** (sociedad adquirida en junio de 2018) principalmente por Proveedores de compras de energía por USD 443 millones, IVA Débito Fiscal por USD 54 millones, cuentas por pagar de bienes y servicios por USD 133 millones, cuentas por pagar al personal por USD 35 millones, cuentas por pagar por Pasivos Sectoriales USD 367 millones, por Pesquisa y Desarrollo por USD 64 millones, por Impuesto Pis y Cofins por USD 18 millones y otras cuentas a pagar por USD 34 millones. Lo anterior parcialmente compensado con disminuciones en **(ii)** **Edesur** por USD 265 millones principalmente por la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano por USD 393 millones compensado con aumento deudas y multas por pagar a CAMMESA por USD 128 millones, **(iii)** disminución de USD 37 millones **Enel Generación Perú** por menores cuentas por pagar a proveedores y personal, **(iv)** disminución por USD 15 millones en **Enel Generación Chocón** principalmente por la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano y **(v)** disminución de USD 63 millones **Enel Central Costanera** principalmente producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano por USD 61 millones.
- **Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por USD 93 millones** principalmente por pago de dividendos a nuestra matriz Enel Spa.
- **Aumento Otras provisiones corrientes por USD 60 millones** principalmente por **(i)** aumento en **Eletropaulo** (sociedad adquirida en junio 2018) por USD 121 millones que incluye provisiones por reclamaciones legales por USD 109 millones y USD 12 millones de otras provisiones, **(ii)** disminución de USD 10 millones en **Enel Distribución Ceará** principalmente por pagos de infracciones **(iii)** disminución por USD 38 millones en **Edesur** principalmente por aumento de provisión calidad de servicio, comercial, vía pública por USD 24 millones y actualización financiera de multas por USD 16 millones compensado con USD 78 millones producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano y disminución de USD 10 millones principalmente por pagos.
- Disminución de **Pasivos por impuestos Corrientes** por USD 30 millones, principalmente explicados por pago provisión de impuesto a la renta en **Codensa y Emgesa**, por USD 18 millones y USD 14 millones, respectivamente.

➤ **Los Pasivos No Corrientes aumentan en USD 3.318 millones**, equivalente a un 47,7%, de variación explicado principalmente por:

- **Aumento de los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por USD 1.843 millones**, principalmente explicado por (i) aumento de deuda en **Enel Sudeste** por US\$ 1.154 millones por la compra de participación de Eletropaulo, (ii) aumento de USD 988 millones en **Eletropaulo** sociedad adquirida e ingresada a nuestro perímetro de consolidación en junio de 2018 principalmente por préstamos bancarios por USD 104 millones y USD 886 millones deuda con Bonos y (iii) aumento en **Enel Distribución Goiás** por USD 106 millones por obtención de nuevos préstamos neto de los traspasos la largo plazo. Lo anterior parcialmente compensado por (i) una disminución por USD 32 millones en **Codensa** y de USD 223 millones en **Emgesa** por traspasos al corto plazo de obligaciones por bonos netos de nuevas emisiones, (ii) una disminución de USD 86 millones en Enel Distribución Río por obtención de nuevos préstamos netos de los traspaso al corto plazo por USD 17 millones compensado con menos USD 103 millones producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar, (iii) disminución de USD 38 millones en **Grupo Enel Perú** por traspaso a corto plazo deuda bancaria y (iv) disminución en **Enel Américas** por USD 24 millones
- **Aumento de Otras provisiones no corrientes por USD 395 millones**, que se explica principalmente por (i) aumento de USD 409 millones en **Eletropaulo** sociedad adquirida e ingresada a nuestro perímetro de consolidación en junio de 2018 principalmente por provisiones por reclamaciones legales por USD 357 millones y provisiones por contingencias fiscales por USD 52 millones.
- **Aumento de Pasivo por Impuestos Diferidos USD 188 millones**, que se explica principalmente por mayores registros de impuestos diferidos en las filiales argentinas producto de la aplicación de la Inflación a los activos fijos.
- **Aumento de Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por USD 829 millones**, que se explica principalmente por aumento de USD 900 millones en **Eletropaulo** sociedad adquirida e ingresada a nuestro perímetro de consolidación en junio de 2018 principalmente por Beneficios post Empleo. La diferencia corresponde a la devaluación de las distintas moneda en que operamos respecto del dólar americano.

- **El Patrimonio Total aumentó en USD 119 millones**, se explica por:

El patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora disminuyó en USD 75 millones principalmente por **(i)** una disminución de USD 1.031 millones en **otras reservas negativas** que se explica por un aumento de **diferencia por conversión** de USD 1.151 millones, disminución por USD 116 millones que corresponde a los efectos del ejercicio por la aplicación de la NIC 29 a las filiales argentinas (Economía Hiperinflacionaria), y por una disminución de la reserva de cobertura flujo de caja por USD 4 millones, **(ii)** Disminución por Dividendos Pagados por USD 142 millones, **(iii)** aumento por USD 586 millones en los saldos iniciales que incluye la aplicación de la NIC 29 a las filiales argentinas (Economía Hiperinflacionaria) por USD 582 millones y USD 4 millones por la aplicación de la IFRS 9 y por **(iv)** aumento utilidad del período a septiembre de 2018 por USD 513 millones.

- **Las participaciones no controladoras aumentaron en USD 194 millones** explicado principalmente por **(i)** una disminución de USD 247 millones por el pago de dividendos y **(ii)** disminución de USD 271 millones en los resultados integrales. Estos efectos fueron compensados parcialmente por los **(i)** resultados del periodo por USD 346 millones, **(ii)** aumento de USD 266 millones en los saldos iniciales que incluye la aplicación de la NIC 29 a las filiales argentinas (Economía Hiperinflacionaria) por USD 267 millones compensado con USD 1 millón por la aplicación de la IFRS 9 y **(iii)** aumento de USD 100 millones que corresponde a los efectos del ejercicio por la aplicación de la NIC 29 a las filiales argentinas.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMERICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2018



La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

	Indicador Financiero	Unidad	30/09/2018	31/12/2017	30/09/2017	Variación	Variación (%)
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,86	0,92		(0,06)	(6,8%)
	Razón Ácida (1)	Veces	0,81	0,87		(0,06)	(7,1%)
	Capital de Trabajo	MMUSD	-1.065	(389)		(676)	173,8%
Endeudamiento	Razón de endeudamiento	Veces	2,12	1,44		0,7	47,5%
	Deuda Corto Plazo	%	42,2%	41,5%		0,7	1,8%
	Deuda Largo Plazo	%	57,8%	58,5%		(0,7)	(1,3%)
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	4,62		3,20	1,42	44,3%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	18,3%		20,1%	(1,8)	(9,0%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)	%	13,0%		6,8%	6,2	90,4%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)	%	5,0%		4,2%	0,8	18,8%

(1) Activo corriente neto de inventarios

(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

-La **liquidez corriente al 30 de septiembre de 2018** alcanzó 0,86 veces, presentando una disminución de 6,8% con respecto al 31 de diciembre de 2017, explicado principalmente por el aumento de los pasivos corrientes debido al aumento de la deuda para adquirir Eletropaulo y la incorporación misma de Eletropaulo con su deuda al perímetro de consolidación a contar de junio de 2018.

-La **razón ácida al 30 de septiembre de 2018** alcanzó 0,81 veces, presentando una disminución de 7,1% con respecto al 31 de diciembre de 2017, explicado principalmente por el aumento de los pasivos corrientes debido al aumento de la deuda para adquirir Eletropaulo y la incorporación misma de Eletropaulo con su deuda al perímetro de consolidación a contar de junio de 2018.

-El **capital de trabajo al 30 de septiembre de 2018** fue de menos USD 1.065 millones, que refleja una disminución respecto al 31 de diciembre de 2017, explicado principalmente por el aumento de los pasivos corrientes debido al aumento de la deuda para adquirir Eletropaulo y la incorporación misma de Eletropaulo con su deuda al perímetro de consolidación a contar de junio de 2018.

-La **razón de endeudamiento se sitúa en 2,12 veces al 30 de septiembre de 2018**, aumento de un 47,5% respecto del 31 de diciembre de 2017, explicado principalmente por el aumento de los pasivos corrientes y no corriente debido al aumento de la deuda para adquirir Eletropaulo y la incorporación misma de Eletropaulo con su deuda al perímetro de consolidación a contar de junio de 2018.

-La **cobertura de costos financieros por el período terminado al 30 de septiembre de 2018** fue de 4,62 veces, lo cual representa un aumento de 44,3% comparado con el año anterior, debido a menores gastos financieros respecto del mismo período del año anterior y acompañado de un mejor Ebitda.

-El índice de rentabilidad medido en términos del **resultado de explotación sobre los ingresos de explotación** alcanzó un 18,3% al 30 de septiembre de 2018.

La **rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó un 13,0%, debido a que existió un aumento en el resultado atribuible a los propietarios respecto del mismo período del año anterior.

La **rentabilidad de los activos** fue de un 5,0% al 30 septiembre de 2018, debido principalmente a un aumento del resultado del ejercicio respecto del mismo período del año anterior.

PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El **flujo de efectivo neto** alcanzó los USD 267 millones a septiembre de 2018, lo que representa un aumento de USD 1.545 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 igual período del año 2017, se describen a continuación:

Flujo de Efectivo (millones de US\$)	sep-18	sep-17	Variación	% Variación
Flujo de la Operación	881	1.170	(289)	(24,8%)
Flujo de Inversión	(2.640)	(1.578)	(1.062)	67,3%
Flujo de Financiamiento	2.027	(870)	2.897	(333,1%)
Flujo neto del período	267	(1.278)	1.545	(120,9%)

Los **flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación** alcanzaron **USD 881 millones** a septiembre de 2018, representando una disminución del 24,8% con respecto a igual período del año anterior. La variación se explica por un aumento neto en las **Clases de cobros por actividades de operación**, principalmente en **(i)** mayores cobros procedentes de las ventas y prestación de servicios por USD 1.899 millones;

(ii) mayores otros cobros por actividades de operación por USD 90 millones **(iii)** mayores cobros procedentes de regalías y comisiones por USD 5 millones y **(iv)** aumento de cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas por USD 8 millones. Estos efectos fueron parcialmente compensados por **las Clases de pagos en efectivo procedentes de operación**, principalmente en **(i)** mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por USD 1.450 millones, **(ii)** menores pagos a y por cuenta de los empleados por USD 106 millones, **(iii) mayores** otros pagos por actividades de operación por USD 865 millones **(iv)** mayores pagos de impuesto a las ganancias USD 84 millones, **(v)** menores otras salidas de efectivo por USD 4 millones.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión** fueron salidas por USD 2.640 millones a septiembre de 2018, que se explican principalmente por; **(i)** desembolsos por la incorporación de propiedades platas y equipos por USD 512 millones, **(ii)** incorporación de activos intangibles, por aplicación de IFRIC 12, por USD 524 millones **(iii)** Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por USD 3 millones, **(iv)** inversiones a más de 90 días por USD 266 millones y **(v)** compra de Eletropaulo por USD 1.590 millones y **(vi)** otras salidas por USD 15 millones. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por **(i)** Intereses recibidos por USD 73 millones **(ii)** el rescate de inversiones a más de 90 días por USD 193 millones y **(iii)** otras entradas por USD 4 millones.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación** fueron entradas por USD 2.027 millones a septiembre 2018, originados principalmente por **(i)** pagos de préstamos por USD 1.405 millones; **(ii)** pago de dividendos por USD 492 millones a terceros, **(iii)** pago de intereses por USD 306 millones y **(iv)** pagos de pasivos por arrendamientos financieros USD 22 millones. Todo lo anterior compensado con los flujos procedentes de la obtención de préstamos por USD 4.263 millones que incluye el financiamiento para la adquisición de Eletropaulo por USD 2.465 millones.

A continuación se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos a septiembre de 2018 y 2017.

Información Propiedad , Planta y Equipos por Entidad 30 de septiembre de 2018 y 2017 (millones de USD)				
Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos		Depreciación	
	2018	2017	2018	2017
Enel Generación Chocon S.A.	1	1	9	3
Enel Generación Costanera S.A.	11	22	27	28
Emgesa S.A.E.S.P.	74	83	56	54
Enel Generación Perú S.A.	40	32	39	43
Celg Distribución	134	93	66	61
EGP Cachoeira Dourada S.A.	1	1	5	6
Enel Distribución Fortaleza	5	10	7	12
Enel Cien S.A.	1	2	12	12
Eletropaulo S.A.	121	-	51	-
Edesur S.A.	48	78	30	17
Enel Distribución Perú S.A.	72	57	39	38
Enel Distribución Rio (Ampla) (*)	118	260	63	66
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	154	140	43	42
Codensa S.A.	230	181	91	78
Enel Trading Argentina S.R.L.	1	-	0	-
Central Dock Sud S.A.	18	3	17	12
Enel Generación Piura S.A.	4	5	9	7
Holding Enel Americas y Sociedades de Inversion	4	1	5	3
Total	1.036	969	570	481

(*) 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:

	30/09/2018 %	31/12/2017 %
Tasa de interés fijo	35%	46%

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 Septiembre de 2018, habían operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 12.48 GWh, para el periodo Oct-Nov 2018 (7.2 GWh) y en Ene-Dic 2019 (5.28 GWh). Dichas compras respaldan contratos de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se realizaron ventas de futuros de energía por 4.32 GWh para el periodo Oct-Dic 2018, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado. A 30 de Septiembre de 2018 se han liquidado en el año 6.6 GWh en los contratos de venta y 5.4 GWh de compra de futuros de energía.

Al 31 de diciembre de 2017, existen contratos de compra de futuros de energía por 5.4 GWh, para el periodo Ene-Mar 2018. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista Colombiano. Al 31 de diciembre de 2017 se liquidaron 24.23 GWh de contratos de venta y 77.45 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 septiembre de 2018, el Grupo Enel América presenta una liquidez de MUS\$1.546.600 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 1.000.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo Enel América presenta una liquidez de MUS\$1.472.763 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 224.766 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional

21.5 Riesgo de crédito.

El Grupo Enel América 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\$ 646.543.

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

Otros riesgos

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

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

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

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

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

VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

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

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

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad filial, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 4.d) 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.