ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

correspondientes al periodo terminado

al 30 de septiembre de 2020

ENEL AMÉRICAS S.A. y SUBSIDIARIAS

Miles de Dólares

Esta hoja está intencionalmente sin contenido

CONTENIDO

I. INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

II. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, POR NATURALEZA
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO INTERMEDIO
ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS INTERMEDIO, DIRECTO

III. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

	en miles	**Descripciones**
US$	MUS$	Dólar Estadounidense
CLP	M$	Peso chileno
EUR	M€	Euro
ARS	MARS	Peso argentino
BRL	MBRL	Real brasileño
COP	MCOP	Peso colombiano
PEN	MPEN	Sol peruano
UF		Unidad de Fomento
UTM		Unidad Tributaria Mensual
UTA		Unidad Tributaria Anual

Informe del Auditor Independiente

Señores Accionistas y Directores de
Enel Américas S.A.:

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados intermedios adjuntos de Enel Américas S.A. y subsidiarias, que comprenden el estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de septiembre de 2020 y los correspondientes estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2020 y los correspondientes estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de nueve meses terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados intermedios

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados intermedios de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34), "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados intermedios que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados intermedios a base de nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de los estados financieros consolidados intermedios, al y por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2020, de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados intermedios están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados intermedios. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados intermedios, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados intermedios.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría sobre los estados financieros consolidados intermedios, al y por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2020.

©KPMG Auditores Consultores SpA, sociedad por acciones chilena y una firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Todos los derechos reservados.

Santiago
Isidora Goyenechea 3520
Piso 2, Las Condes
+56 2 2997 1000
contacto@kpmg.com

Opinión sobre los estados financieros consolidados intermedios, al y por el período de nueve y tres meses terminado al 30 de septiembre de 2020

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados intermedios, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Américas S.A. y subsidiarias al 30 de septiembre de 2020 y los resultados de sus operaciones por los períodos de nueve y tres meses terminados en esa fecha y los flujos de efectivo por el período de nueve meses terminado en esa fecha de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34), "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Otros asuntos - Estados financieros consolidados comparativos al 31 de diciembre y 30 de septiembre de 2019

Los estados financieros consolidados de Enel Américas S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2019 y 2018, y por los años terminados en esas fechas, fueron auditados por otros auditores, quiénes emitieron una opinión sin modificaciones sobre los mismos en su informe de fecha 26 de febrero de 2020. Tales estados financieros consolidados anuales incluyeron el estado consolidado de situación financiera de Enel Américas S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2019 que acompaña a los estados financieros consolidados intermedios adjuntos de acuerdo a requerimientos de NIC 34 "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Fuimos contratados por la Administración de Enel Américas S.A. y subsidiarias para realizar una revisión de la información financiera consolidada intermedia comparativa adjunta correspondiente a los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2019, que comprende: los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2019, y; los correspondientes estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de nueve meses terminado en esa fecha. Basados en nuestra revisión, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a la información financiera consolidada intermedia comparativa adjunta correspondiente a los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2019, para que estén de acuerdo con NIC 34, "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Nolberto Pezzati

KPMG SpA

Santiago, 4 de noviembre de 2020

©KPMG Auditores Consultores SpA, sociedad por acciones chilena y una firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Todos los derechos reservados.

Informe de Revisión de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores de
Enel Américas S.A.:

Hemos revisado los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2019 de Enel Américas S.A. y subsidiarias; el estado consolidado intermedio de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de nueve meses terminado en esa fecha, y; sus correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios.

Los estados financieros consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2018 y los correspondientes estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de nueve meses terminados en esa fecha y sus correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios, no fueron revisados por otros auditores ni por nosotros. El estado de situación financiera consolidado de Enel Américas S.A. y Subsidiarias al 31 de diciembre de 2018, y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha (los cuales no se presentan adjuntos a este informe de revisión), fueron auditados por otros auditores, en cuyo informe de fecha 27 de febrero de 2019, expresaron una opinión sin salvedades e incluyeron un párrafo de énfasis en un asunto sobre esos estados financieros consolidados auditados, que describe que la Compañía cambió tanto su moneda funcional como la moneda de presentación de sus estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados intermedios

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios de acuerdo con NIC 34, "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno suficiente para proporcionar una base razonable para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios, de acuerdo con el marco de preparación y presentación de información financiera aplicable.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es realizar una revisión de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile aplicables a revisiones de estados financieros intermedios. Una revisión de los estados financieros intermedios consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos contables y financieros. Es substancialmente menor en alcance que una auditoría efectuada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre los estados financieros. Por lo tanto, no expresamos tal tipo de opinión.

©KPMG Auditores Consultores SpA, sociedad por acciones chilena y una firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Todos los derechos reservados.

Santiago
Isidora Goyenechea 3520
Piso 2, Las Condes
+56 2 2997 1000
contacto@kpmg.com

Conclusión

Basados en nuestra revisión, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a los estados financieros consolidados intermedios, mencionados en el primer párrafo, para que estén de acuerdo con NIC 34, "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Nolberto Pezzati KPMG SpA

Santiago, 4 de noviembre de 2020

©KPMG Auditores Consultores SpA, sociedad por acciones chilena y una firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Todos los derechos reservados.

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019

(En miles de dólares estadounidenses - MUS$)

ACTIVOS	Nota	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	1.605.306	1.938.997
Otros activos financieros corrientes	8	378.734	120.383
Otros activos no financieros corrientes	9	439.518	486.162
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	2.751.457	3.504.457
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	11	17.457	16.369
Inventarios corrientes	12	443.463	396.239
Activos por impuestos corrientes	13	70.971	107.321
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**5.706.906**	**6.569.928**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.1	-	11.326
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**-**	**11.326**
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		**5.706.906**	**6.581.254**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	8	2.372.542	3.049.811
Otros activos no financieros no corrientes	9	2.248.022	2.735.890
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	522.643	587.957
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	11	158	847
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	2.626	1.978
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	4.044.797	5.527.879
Plusvalía	16	886.828	1.173.043
Propiedades, planta y equipo	17	7.772.954	8.763.438
Propiedad de inversión		7.307	10.254
Activos por derecho de uso	18	224.361	255.799
Activos por impuestos diferidos	19	846.634	1.088.234
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**18.928.872**	**23.195.130**
TOTAL ACTIVOS		**24.635.778**	**29.776.384**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019

(En miles de dólares estadounidenses - MUS$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	20	2.446.001	1.408.407
Pasivos por arrendamientos corrientes	21	51.161	81.644
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	24	3.094.407	3.920.045
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	388.369	494.511
Otras provisiones corrientes	25	223.597	286.052
Pasivos por impuestos corrientes	13	143.396	220.727
Otros pasivos no financieros corrientes	9	240.859	320.755
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**6.587.790**	**6.732.141**
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.1	-	3.791
Pasivos no corrientes o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**-**	**3.791**
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		**6.587.790**	**6.735.932**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	3.427.518	4.781.833
Pasivos por arrendamientos no corrientes	21	95.639	108.625
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	24	2.024.476	2.335.997
Otras provisiones no corrientes	25	748.874	976.327
Pasivo por impuestos diferidos	19	573.692	643.854
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26	1.404.960	1.836.362
Otros pasivos no financieros no corrientes	9	93.146	111.268
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**8.368.305**	**10.794.266**
TOTAL PASIVOS		**14.956.095**	**17.530.198**
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	27.1.1	9.783.875	9.783.875
Ganancias acumuladas		5.562.290	5.474.411
Otras reservas	27.5	(7.653.055)	(5.291.999)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**7.693.110**	**9.966.287**
Participaciones no controladoras	27.6	**1.986.573**	**2.279.899**
PATRIMONIO TOTAL		**9.679.683**	**12.246.186**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**24.635.778**	**29.776.384**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2020 y 2019 (no auditado)
(En miles de dólares estadounidenses - MUS$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Nota	enero - septiembre 2020 MUS$	enero - septiembre 2019 No auditado MUS$	julio - septiembre 2020 MUS$	julio - septiembre 2019 No auditado MUS$
Ingresos de actividades ordinarias	28	7.818.521	9.659.231	2.573.213	3.165.854
Otros ingresos, por naturaleza	28	702.152	916.453	246.400	181.661
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		**8.520.673**	**10.575.684**	**2.819.613**	**3.347.515**
Materias primas y consumibles utilizados	29	(5.143.106)	(6.284.381)	(1.721.719)	(2.071.127)
Margen de Contribución		**3.377.567**	**4.291.303**	**1.097.894**	**1.276.388**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		107.394	131.380	34.723	45.554
Gastos por beneficios a los empleados	30	(484.323)	(612.238)	(151.712)	(180.288)
Gasto por depreciación y amortización	31	(634.184)	(669.078)	(207.406)	(188.702)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	31	(178.841)	(142.378)	(36.835)	(18.632)
Otros gastos por naturaleza	32	(804.176)	(838.947)	(255.852)	(240.450)
Resultado de Explotación		**1.383.437**	**2.160.042**	**480.812**	**693.870**
Otras ganancias (pérdidas)		3.939	355	3.554	194
Ingresos financieros	33	180.987	359.560	69.592	115.098
Costos financieros	33	(530.612)	(918.031)	(201.241)	(260.699)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	3.307	457	610	(150)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	33	7.504	107.827	560	46.796
Resultado por unidades de reajuste	33	57.368	124.144	21.598	37.985
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		**1.105.930**	**1.834.354**	**375.485**	**633.094**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	19	(356.945)	(613.021)	(102.655)	(239.225)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		**748.985**	**1.221.333**	**272.830**	**393.869**
GANANCIA (PÉRDIDA)		**748.985**	**1.221.333**	**272.830**	**393.869**
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		486.611	821.691	189.530	277.284
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	27.6	262.374	399.642	83.300	116.585
GANANCIA (PÉRDIDA)		**748.985**	**1.221.333**	**272.830**	**393.869**
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	US$ / acción	0,00640	0,01327	0,00249	0,00380
Ganancia (pérdida) por acción básica	US$ / acción	0,00640	0,01327	0,00249	0,00380
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		76.086.311.036	61.906.568.589	76.086.311.036	70.669.185.984
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	US$ / acción	0,00640	0,01327	0,00249	0,00380
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US$ / acción	0,00640	0,01327	0,00249	0,00380
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		76.086.311.036	61.906.568.589	76.086.311.036	70.669.185.984

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza
Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2020 y 2019 (no auditado)
(En miles de dólares estadounidenses - MUS$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	enero - septiembre 2020 MUS$	enero - septiembre 2019 No auditado MUS$	julio - septiembre 2020 MUS$	julio - septiembre 2019 No auditado MUS$
Ganancia (Pérdida)		**748.985**	**1.221.333**	**272.830**	**393.869**
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	26	(112.867)	-	(146.897)	-
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		**(112.867)**	**-**	**(146.897)**	**-**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	2.9	(2.875.894)	(1.098.508)	(413.211)	(1.090.277)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(7)	(603)	(2)	4
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(3.272)	13.967	(1.830)	1.265
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		1.950	(12.002)	544	577
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		**(2.877.223)**	**(1.097.146)**	**(414.499)**	**(1.088.431)**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**(2.990.090)**	**(1.097.146)**	**(561.396)**	**(1.088.431)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		38.646	-	49.667	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		**38.646**	**-**	**49.667**	**-**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		1.041	(1.009)	445	(898)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo		**1.041**	**(1.009)**	**445**	**(898)**
Total Otro resultado integral		**(2.950.403)**	**(1.098.155)**	**(511.284)**	**(1.089.329)**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**(2.201.418)**	**123.178**	**(238.454)**	**(695.460)**
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(2.112.742)	(62.128)	(242.052)	(601.598)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		(88.676)	185.306	3.598	(93.862)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**(2.201.418)**	**123.178**	**(238.454)**	**(695.460)**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado Intermedio

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019 (No auditado)

(En miles de dólares estadounidenses – MUS$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido y pagado	Cambios en Otras Reservas					Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
		Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias					
Saldo inicial al 01/01/2020	9.783.875	(2.283.155)	(1.334)	-	(687)	(3.006.823)	(5.291.999)	5.474.411	9.966.287	2.279.899	12.246.186
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)								486.611	486.611	262.374	748.985
Otro resultado integral		(2.522.972)	(463)	(75.915)	(3)	-	(2.599.353)		(2.599.353)	(351.050)	(2.950.403)
Resultado integral									(2.112.742)	(88.676)	(2.201.418)
Emisión de patrimonio	-	-							-		-
Dividendos								(322.817)	(322.817)	(293.260)	(616.077)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	75.915	-	162.382	238.297	(75.915)	162.382	88.610	250.992
Total de cambios en patrimonio	-	(2.522.972)	(463)	-	(3)	162.382	(2.361.056)	87.879	(2.273.177)	(293.326)	(2.566.503)
Saldo final al 30/09/2020	9.783.875	(4.806.127)	(1.797)	-	(690)	(2.844.441)	(7.653.055)	5.562.290	7.693.110	1.986.573	9.679.683

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido y pagado	Cambios en Otras Reservas					Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
		Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias					
Saldo inicial al 01/01/2019	6.763.204	(1.666.109)	(5.094)	-	(397)	(3.209.283)	(4.880.883)	4.841.687	6.724.008	2.107.892	8.831.900
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)								821.691	821.691	399.642	1.221.333
Otro resultado integral		(884.326)	799	-	(292)	-	(883.819)		(883.819)	(214.336)	(1.098.155)
Resultado integral									(62.128)	185.306	123.178
Emisión de patrimonio	3.020.671	-							3.020.671		3.020.671
Dividendos								(120.138)	(120.138)	(265.467)	(385.605)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	156.661	156.661	-	156.661	105.565	262.226
Total de cambios en patrimonio	3.020.671	(884.326)	799	-	(292)	156.661	(727.158)	701.553	2.995.066	25.404	3.020.470
Saldo final al 30/09/2019	9.783.875	(2.550.435)	(4.295)	-	(689)	(3.052.622)	(5.608.041)	5.543.240	9.719.074	2.133.296	11.852.370

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Flujo de Efectivo Consolidados Intermedios, Directos
Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2020 y 2019 (no auditado)
(En miles de dólares estadounidenses - MUS$)

		enero - septiembre	
Estado de Flujo de Efectivo Directo	**Nota**	**2020 MUS$**	**2019 No auditado MUS$**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		10.750.199	13.589.278
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		22.756	23.810
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		26.898	24.669
Otros cobros por actividades de operación		1.000.478	573.829
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(6.047.584)	(7.156.251)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(563.212)	(682.089)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(10.788)	(11.725)
Otros pagos por actividades de operación	7.c	(3.000.548)	(4.416.718)
Intereses pagados		(5.026)	-
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)			
Impuestos a las ganancias pagados		(422.817)	(453.889)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(166.362)	(144.749)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**1.583.994**	**1.346.165**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		108.429	200.161
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(202.253)	(222.732)
Compras de propiedades, planta y equipo		(617.687)	(639.842)
Compras de activos intangibles		(583.525)	(520.242)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		-	(3.909)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		16.676	6.678
Dividendos recibidos		2.208	1.581
Intereses recibidos		67.996	87.356
Otras entradas (salidas) de efectivo		(3.993)	(5.799)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(1.212.149)**	**(1.096.748)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones	27.1.1	-	3.019.814
Total importes procedentes de préstamos	7.d	**1.417.559**	**4.317.641**
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		362.153	991.033
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		1.055.406	3.326.608
Préstamos de entidades relacionadas		150.000	-
Reembolsos de préstamos	7.d	(770.818)	(4.090.879)
Pagos de pasivos por arrendamientos	7.d	(65.537)	(39.795)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	7.d	-	(2.487.233)
Dividendos pagados		(966.844)	(634.734)
Intereses pagados	7.d	(224.748)	(498.745)
Otras entradas (salidas) de efectivo	7.d	38.949	9.710
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(421.439)**	**(404.221)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**(49.594)**	**(154.804)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(284.097)	(109.241)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(333.691)**	**(264.045)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	7	1.938.997	1.904.285
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	7	**1.605.306**	**1.640.240**

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO 16
2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS 17
   2.1 Principios contables 17
   2.2 Nuevos pronunciamientos contables 17
   2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas 22
   2.4 Sociedades subsidiarias 23
      2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación 24
      2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50% 24
   2.5 Entidades asociadas 24
   2.6 Acuerdos conjuntos 25
   2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio 25
   2.8 Moneda Funcional 26
   2.9 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera 26
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS 28
   a) Propiedades, planta y equipo 28
   b) Propiedad de inversión 30
   c) Plusvalía 30
   d) Activos intangibles distintos de la plusvalía 30
      d.1) Concesiones 31
      d.2) Gastos de investigación y desarrollo 32
      d.3) Otros activos intangibles 32
   e) Deterioro del valor de los activos no financieros 32
   f) Arrendamientos 34
      f.1) Arrendatario 34
      f.2) Arrendador 35
   g) Instrumentos financieros 35
      g.1) Activos financieros no derivados 35
      g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes 36
      g.3) Deterioro de valor de los activos financieros 36
      g.4) Pasivos financieros excepto derivados 37
      g.5) Derivados y operaciones de cobertura 38
      g.6) Baja de activos y pasivos financieros 39
      g.7) Compensación de activos y pasivos financieros 39
      g.8) Contratos de garantías financieras 39
   h) Medición del valor razonable 40
   i) Inversiones contabilizadas por el método de participación 40
   j) Inventarios 41

k) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas 41
l) Acciones propias en cartera 42
m) Provisiones 42
m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares 42
n) Conversión de saldos en moneda extranjera 43
o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes 43
p) Impuesto a las ganancias 43
q) Reconocimiento de ingresos y gastos 44
r) Ganancia (pérdida) por acción 46
s) Dividendos 46
t) Gastos de emisión y colocación de acciones 46
u) Estado de flujos de efectivo 46
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO 47
a) Marco regulatorio: 47
b) Revisiones tarifarias: 72
5. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS 84
6. COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y ADQUISICIONES 85
7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO 87
8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS 89
9. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS 90
10. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR 92
11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS 95
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas 95
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas 96
c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados: 97
d) Transacciones significativas Enel Américas: 97
a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia 99
b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia. 100
12. INVENTARIOS 101
13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS 101
14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN 102
14.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación 102
15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA 104
16. PLUSVALÍA 106
17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO 107
18. ACTIVOS POR DERECHO DE USO 110
19. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS 112
a) Impuesto a las ganancias 112
b) Impuestos diferidos 113
20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS 116
a) Préstamos que devengan intereses 116

b) Obligaciones con el Público No Garantizadas 119
c) Obligaciones con el Público Garantizadas 122
d) Deuda de cobertura. 124
e) Otros aspectos. 124
f) Flujos futuros de deuda no descontados 124
21. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS 126
21.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos 126
21.2 Flujos futuros de deuda no descontados 132
22. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS 133
23. INSTRUMENTOS FINANCIEROS 136
23.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría. 136
23.2 Instrumentos derivados 137
23.3 Jerarquías del valor razonable 139
24. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES 140
25. PROVISIONES 141
26. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO 142
26.1 Aspectos generales: 142
26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros: 142
26.3 Otras revelaciones: 146
27. PATRIMONIO 147
27.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora. 147
27.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión 148
27.3 Gestión del capital 148
27.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio) 148
27.5 Otras Reservas 148
27.6 Participaciones no controladoras. 150
28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS 151
29. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS 152
30. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS 152
31. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS NIIF 9 152
32. OTROS GASTOS POR NATURALEZA 153
33. RESULTADO FINANCIERO 154
34. INFORMACIÓN POR SEGMENTO 156
34.1 Criterios de segmentación 156
34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros 158
34.3 Países 161
34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países 164
35. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS 170
35.1 Garantías directas 170
35.2 Garantías Indirectas 171
35.3 Litigios y arbitrajes 172

35.4 Restricciones financieras. 188
35.5 Contingencia por COVID-19 191
35.6 Otras informaciones 192
36. DOTACIÓN 193
37. SANCIONES 194
38. MEDIO AMBIENTE 198
39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS 200
40. HECHOS POSTERIORES 202
ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA 203
ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012 206
ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES 209
ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE 213
ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES 214

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

Enel Américas (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus entidades subsidiarias, integran el Grupo Enel Américas (en adelante, "Enel Américas" o el "Grupo").

Enel Américas S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (en adelante "CMF"), con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (en adelante "SEC") y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993.

Enel Américas es subsidiaria de Enel S.p.A. (en adelante, Enel), entidad que posee una participación accionaria del 65%.

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente, el 1 de agosto de 1988 la compañía pasó a llamarse Enersis S.A., mediante modificación de los estatutos. En el contexto del proceso de reorganización societaria llevado a cabo por el Grupo en el año 2016, el 1 de marzo del mismo año la entonces Enersis S.A. pasó a denominarse Enersis Américas S.A. El 1 de diciembre de 2016, se modificó la razón social de la compañía mediante reforma de estatutos, pasando a denominarse finalmente Enel Américas S.A. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 16.838 trabajadores al 30 de septiembre de 2020. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el periodo 2020 fue de 17.068 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 36.

Enel Américas tiene como objeto social realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como, asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades subsidiarias y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera de los siguientes:

(i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,

(ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,

(iii) las telecomunicaciones e informática, y

(iv) negocios de intermediación a través de Internet.

Los estados financieros consolidados de Enel Américas correspondientes al ejercicio 2019 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 26 de febrero de 2020, y posteriormente presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 30 de abril de 2020, órgano que aprobó de forma definitiva los mismos.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas al 30 de septiembre de 2020, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 4 de noviembre de 2020, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), siguiendo los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) N° 34 Información Financiera Intermedia.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, y los resultados de las operaciones por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2020 y 2019, y los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2020 y 2019, y sus correspondientes notas. Estos estados financieros consolidados intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en un estado financiero anual.

Estos estados financieros consolidados intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables adoptados por el Grupo a partir del 1 de enero de 2020:

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Marco Conceptual (*Revisado)*	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 3: *Definición de un Negocio*	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIC 1 y NIC 8: *Definición de Material o con Importancia Relativa*	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7: *Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 1)*	1 de enero de 2020

- **Marco Conceptual (Revisado)**

El IASB emitió el Marco Conceptual (Revisado) en marzo de 2018. Este incorpora algunos nuevos conceptos, provee definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento para activos y pasivos y aclara algunos conceptos importantes. Los cambios al Marco Conceptual pueden afectar la aplicación de NIIF cuando ninguna norma aplica a una transacción o evento particular.

El IASB también emitió un documento de acompañamiento por separado, “Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF”, que establece enmiendas que afectan a otras NIIF con el fin de actualizar las referencias al nuevo Marco Conceptual.

El Marco Conceptual (Revisado), así como las Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF, entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva, no generando impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Enmiendas a NIIF 3 “Definición de un Negocio”.**

La NIIF 3 Combinaciones de Negocios fue modificada por el IASB en octubre de 2018, para aclarar la definición de Negocio, con el objetivo de ayudar a las entidades a determinar si una transacción debe contabilizarse como una combinación de negocios o como la adquisición de un activo. Para ser considerado un negocio, un conjunto adquirido de actividades y activos debe incluir, como mínimo, un insumo y un proceso sustantivo que juntos contribuyen de forma significativa a la capacidad de elaborar productos.

La enmienda añade guías y ejemplos ilustrativos para ayudar a las entidades a determinar si se ha adquirido un proceso sustancial e introduce una prueba de concentración de valor razonable opcional.

La enmienda entró en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva a las combinaciones de negocios y adquisiciones de activos que se lleven a cabo a contar de esta fecha, no generando impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Enmiendas a NIC 1 y NIC 8 "Definición de Material o con Importancia Relativa".**

En octubre de 2018 el IASB modificó la NIC 1 Presentación de estados financieros y la NIC 8 Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores, para mejorar la definición de Material y las explicaciones que acompañan a la definición. Las enmiendas aseguran que la definición de material sea coherente en todas las NIIF.

La información es material o tiene importancia relativa si su omisión, distorsión u ocultamiento puede influir razonablemente en las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros de propósito general toman a partir de esos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad que informa específica.

Las enmiendas entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva, no generando impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7 "Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 1)".**

El 26 de septiembre de 2019, el IASB emitió enmiendas a NIIF 9 *Instrumentos Financieros,* NIC 39 *Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición*, y NIIF 7 *Instrumentos Financieros: Información a revelar,* en respuesta a la reforma que elimina gradualmente las tasas de interés de referencia, tales como de las tasas de interés de oferta interbancaria (IBORs, por su sigla en inglés). Las enmiendas proporcionan excepciones temporales que permiten que la contabilidad de coberturas continúe durante el período de incertidumbre, antes del reemplazo de las tasas de interés de referencia existentes por una tasa alternativa cercana a una tasa de interés libre de riesgo. Estas enmiendas entraron en vigencia a contar del 1 de enero de 2020.

La enmienda a NIIF 9, incluye una serie de excepciones que se aplican a todas las relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma de las tasas de interés de referencia (en adelante "reforma"). Una relación de cobertura se ve afectada si la reforma genera incertidumbres sobre el calendario o el importe de los flujos de efectivo basados en la tasa de interés de referencia de la partida cubierta o del instrumento de cobertura.

Las tres primeras excepciones se refieren básicamente a:

- Evaluación de si una transacción prevista (o componente de la misma) es altamente probable.
- Evaluación de cuándo reclasificar el importe acumulado en la reserva de cobertura de flujos de efectivo a resultados.
- Evaluación de la relación económica entre el elemento cubierto y el instrumento de cobertura.

Para cada una de estas excepciones se supone que el punto de referencia en el que se basan los flujos de efectivo cubiertos (ya sea que se especifiquen o no contractualmente) y/o, en el caso de la tercera excepción, el punto de referencia en el que se basan los flujos de efectivo de instrumento de cobertura, no será alterado como resultado de la reforma.

Existe una cuarta excepción para componentes de una partida designados como partida cubierta, que establece que, para un componente de referencia del riesgo de tasa de interés que se ve afectado por la reforma, el requisito de que el componente de riesgo sea identificable por separado solo debe cumplirse al inicio de la relación de cobertura.

Las excepciones continuarán aplicándose indefinidamente en ausencia de cualquiera de los eventos descritos en las enmiendas. Al designar un grupo de partidas como la partida cubierta o una combinación de instrumentos financieros, como un instrumento de cobertura, las excepciones dejarán de aplicar por separado a cada partida individual o instrumento financiero, cuando deje de estar presente la incertidumbre que surge de la reforma de la tasa de interés de referencia.

La aplicación de estas enmiendas no ha tenido impactos en los estados financieros consolidados del Grupo, ya que actualmente no existen relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma de las tasas de interés de referencia.

b) Pronunciamientos contables con aplicación a contar de 1 de enero de 2021 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 16: *Reducciones de alquiler relacionadas con COVID-19*	1 de junio de 2020
Enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16: *Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2)*	1 de enero de 2021
Enmiendas a NIIF 3: *Referencias al Marco Conceptual*	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 16: *Productos Obtenidos antes del Uso Previsto*	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 37: *Contratos Onerosos - Costo de Cumplir un Contrato*	1 de enero de 2022
Mejoras anuales a las NIIF: *Ciclo 2018-2020* - *NIIF 1: Adopción por primera vez de las NIIF* - *NIIF 9: Instrumentos Financieros* - *Ejemplos que acompañan a NIIF 16* - *NIC 41: Agricultura*	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 1: *Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes*	1 de enero de 2023

- **Enmiendas a NIIF 16 "Reducciones de alquiler relacionadas con COVID-19"**

Como resultado de la pandemia de COVID-19, en muchos países se han otorgado concesiones a los arrendatarios para el pago del alquiler, tales como periodos de gracia y aplazamiento de los pagos de arrendamiento por un período de tiempo, a veces seguido de un aumento en el pago en periodos futuros. En este contexto, el 28 de mayo de 2020 el IASB publicó enmiendas a la NIIF 16 Arrendamientos, con el fin de proporcionar una solución práctica para los arrendatarios, mediante la cual éstos pueden optar por no evaluar si la reducción del alquiler es una modificación del arrendamiento. Los arrendatarios que realicen esta elección, contabilizarán tales reducciones de alquiler como un pago variable.

La solución práctica solo se aplica a las reducciones del alquiler que ocurren como consecuencia directa de la pandemia de COVID-19 y solo si se cumplen todas las siguientes condiciones:

i) el cambio en los pagos por arrendamiento resulta en una contraprestación revisada por el arrendamiento que es sustancialmente la misma, o menor, que la contraprestación por el arrendamiento inmediatamente anterior al cambio;
ii) cualquier reducción en los pagos por arrendamiento afecta únicamente los pagos originalmente vencidos hasta el 30 de junio de 2021; y
iii) no existe un cambio sustancial en los otros términos y condiciones del arrendamiento.

Las enmiendas son aplicables para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de junio de 2020. Se permite la aplicación anticipada. Estas modificaciones deben aplicarse de forma retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial como un ajuste en el saldo inicial de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del periodo anual en el que se aplique por primera vez la modificación.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16: Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2)**

El 27 de agosto de 2020, el IASB publicó la Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2) que complementa las modificaciones emitidas en 2019 a la NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7, y además incorpora modificaciones a la NIIF 4 y NIIF 16. Esta fase final del proyecto se centra en los efectos en los estados financieros cuando una empresa reemplaza la tasa de interés de referencia anterior por una tasa de referencia alternativa como resultado de la reforma.

Las modificaciones se refieren a:

- Cambios en los flujos de efectivo contractuales: una empresa no tendrá que dar de baja en cuentas o ajustar el valor en libros de los instrumentos financieros por efecto de los cambios requeridos por la reforma, sino que actualizará la tasa de interés efectiva para reflejar el cambio a la tasa de referencia alternativa;

- Contabilidad de coberturas: una empresa no tendrá que descontinuar su contabilidad de coberturas únicamente porque realice los cambios requeridos por la reforma, si la cobertura cumple con otros criterios de contabilidad de coberturas; y
- Revelaciones: se requerirá que una empresa divulgue información sobre nuevos riesgos que surjan de la reforma y cómo gestiona la transición a tasas de referencia alternativas.

Estas modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2021, y se permite la adopción anticipada. Las modificaciones son aplicables de forma retroactiva, con ciertas excepciones. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Enmiendas a NIIF 3 "Referencias al Marco Conceptual"**

El 14 de mayo de 2020, el IASB emitió un paquete de enmiendas de alcance limitado, entre ellas modificaciones a la NIIF 3 Combinaciones de Negocios. Las enmiendas actualizan las referencias al Marco Conceptual emitido en 2018, a fin de determinar qué constituye un activo o un pasivo en una combinación de negocios. Además, el IASB agregó una nueva excepción en la NIIF 3, la cual especifica que para pasivos y pasivos contingentes dentro del alcance de la NIC 37 "Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes" o CINIIF 21 "Gravámenes", una adquiriente debería referirse a estas normas, en lugar del Marco Conceptual 2018. Sin esta excepción, una entidad habría reconocido algunos pasivos en una combinación de negocios que no reconocería según la NIC 37.

Las modificaciones son aplicables de forma prospectiva a las combinaciones de negocios cuya fecha de adquisición sea a partir del primer período anual que se inicie a contar del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Enmiendas a NIC 16 "Productos Obtenidos antes del Uso Previsto"**

Como parte del paquete de enmiendas de alcance limitado publicadas en mayo de 2020, el IASB emitió modificaciones a la NIC 16 Propiedades, Planta y Equipo, las cuales prohíben que una compañía deduzca del costo de un elemento de propiedades, planta y equipo los montos recibidos por la venta de artículos producidos mientras la compañía prepara el activo para su uso previsto. En cambio, una compañía reconocerá tales ingresos de ventas y costos relacionados en el resultado del período. Las enmiendas también aclaran que una entidad está "probando si el activo funciona correctamente" cuando evalúa el rendimiento técnico y físico del activo.

Estas enmiendas son aplicables a periodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada. Las modificaciones se aplicarán de forma retroactiva, pero sólo a partir del comienzo del primer período presentado en los estados financieros en los que la entidad aplique por primera vez las modificaciones. El efecto acumulado de la aplicación inicial de las modificaciones se reconocerá como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente de patrimonio según corresponda) al comienzo del primer periodo presentado.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Enmiendas a NIC 37 "Contratos Onerosos: Costo de Cumplir un Contrato"**

La tercera norma modificadas por el IASB dentro del paquete de enmiendas de alcance limitado emitido en mayo de 2020 fue la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes. Las enmiendas especifican qué costos debe considerar una entidad al evaluar si un contrato es de carácter oneroso. En este sentido, las enmiendas aclaran que el costo directo de cumplir un contrato comprende tanto los costos incrementales de cumplir ese contrato (por ejemplo, mano de obra directa y materiales), como también la asignación de otros costos que se relacionan directamente con el cumplimiento de los contratos (por ejemplo, una asignación del cargo por depreciación para un ítem de propiedades, planta y equipo utilizado para cumplir el contrato).

Estas enmiendas son aplicables a periodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada. Las compañías deben aplicar estas modificaciones a los contratos para los cuales aún no ha cumplido todas sus obligaciones al inicio del periodo anual sobre el que se informa, en el que se aplica por primera vez las modificaciones. No se requiere reexpresar información comparativa. El efecto acumulado de aplicar inicialmente las modificaciones se reconocerá como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio según corresponda) en la fecha de la aplicación inicial.
La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2018-2020**

El 14 de mayo de 2020, el IASB emitió una serie de modificaciones menores a las NIIF, con el fin de aclarar o corregir temas menores o subsanar posibles incoherencias entre los requisitos de las normas. Las modificaciones con potencial impacto sobre el Grupo son las siguientes:

- **NIIF 9 *Instrumentos Financieros:*** aclara que a efectos de la prueba del 10% para la baja en cuentas de un pasivo financiero, al determinar las comisiones pagadas netas de las comisiones recibidas, el prestatario sólo se debe considerar las comisiones pagadas o recibidas entre el prestatario y el prestamista.

  Estas mejoras son aplicables a periodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada. Las entidades deben aplicar estas modificaciones a los pasivos financieros que se modifiquen o intercambien al inicio del periodo anual sobre el que se informa, en el que se aplica por primera vez las modificaciones.

- **Ejemplos que acompañan a NIIF 16 *Arrendamientos:*** modificación del ejemplo ilustrativo 13, con el fin de eliminar una posible confusión sobre el tratamiento de los incentivos por arrendamiento. El ejemplo incluía como parte de sus antecedentes un reembolso del arrendador al arrendatario, relacionado con las mejoras de la propiedad arrendada. Dado que el ejemplo no explicaba con suficiente claridad si el reembolso cumplía con la definición de incentivo por arrendamiento, el IASB decidió eliminar del ejemplo ilustrativo cualquier referencia a este reembolso, evitando de esta manera cualquier posibilidad de confusión.

La Administración estima que la aplicación de estas mejoras no generarán impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **Enmiendas a NIC 1 "Clasificación de pasivos como corrientes y no corrientes"**

El 23 de enero de 2020, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a NIC 1 Presentación de Estados Financieros, con el objetivo de aclarar cómo clasificar la deuda y otros pasivos como corrientes o no corrientes. Las enmiendas aclaran que un pasivo se clasifica como no corriente si la entidad tiene, al final del período sobre el que se informa, el derecho sustancial de aplazar la liquidación del pasivo durante al menos 12 meses. La clasificación no se ve afectada por las expectativas de la entidad o por los eventos posteriores a la fecha del informe. Las enmiendas incluyen la aclaración de los requisitos de clasificación para la deuda que una empresa podría saldar convirtiéndola en patrimonio.

Las enmiendas afectan sólo la presentación de pasivos como corrientes o no corrientes en el estado de situación financiera, no la cantidad u oportunidad de su reconocimiento, así como tampoco las revelaciones relacionadas. Sin embargo, podrían dar lugar a que las empresas reclasifiquen algunos pasivos de corrientes a no corrientes, y viceversa. Esto podría afectar el cumplimiento de los covenants en los contratos de deuda las empresas.
Estas modificaciones son aplicables de forma retroactiva a contar del 1 de enero de 2023. En respuesta a la pandemia de Covid-19, en julio de 2020 el IASB prorrogó en un año su fecha de vigencia, fijada inicialmente para el 1 de enero de 2022, con el fin de proporcionar a las empresas más tiempo para implementar cualquier cambio de clasificación resultante de estas modificaciones. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad del Directorio de Enel Américas, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Administración del Grupo para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las áreas más importantes que han requerido juicio profesional son las siguientes:

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios* (ver Nota 3.d.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.h).
- La determinación de la moneda funcional de Enel Américas (ver Nota 2.8).
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota 3.q).

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 26).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.h y 23).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver Nota 3.q).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 2.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, y otras estimaciones que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados intermedios (ver Nota 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.g.3).
- En la medición de pasivos por arrendamiento, determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación y determinación de la tasa incremental por préstamos del Grupo (ver Nota 3.f).

En relación a la pandemia de COVID-19, el grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera el Grupo, podría afectar las valoraciones y estimaciones realizadas por la Administración para determinar los importes en libros de activos y pasivos, con una mayor volatilidad. Al 30 de septiembre de 2020, según la información disponible y considerando un escenario de constante evolución, las principales áreas que requirieron juicio y estimaciones de la Administración fueron las siguientes: i) medición de pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros; ii) determinación de pérdidas por deterioro de activos no financieros; y iii) medición de beneficios a los empleados, incluyendo las hipótesis actuariales.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos periodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4 Sociedades subsidiarias

Se consideran entidades subsidiarias a aquellas sociedades controladas por Enel Américas, directa o indirectamente. El control se ejerce sí, y sólo si, están presenten los siguientes elementos: i) poder sobre la subsidiaria, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enel Américas tiene poder sobre sus subsidiarias cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la subsidiaria.

El Grupo reevaluará si tiene o no control en una sociedad subsidiaria si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

Las entidades subsidiarias son consolidadas por integración global, tal como se describe en la Nota 2.7.

A continuación, se detallan las entidades en las cuales el Grupo tiene la capacidad de ejercer control y por consiguiente forman parte de la consolidación de los presentes estados financieros consolidados intermedios:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 30/09/2020			Participación al 31/12/2019		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,73%	99,73%	-	99,73%	99,73%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Real brasileño	-	74,05%	74,05%	-	74,05%	74,05%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,96%	99,96%	-	99,93%	99,93%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Central Generadora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Tecnología de Redes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Nuxer Trading S.A.	Uruguay	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Central Dock Sud S.A.	Argentina	Peso argentino	-	70,24%	70,24%	-	70,24%	70,24%
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Argentina	Peso argentino	51,50%	-	51,50%	51,50%	-	51,50%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Peso argentino	-	99,45%	99,45%	-	99,45%	99,45%
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso argentino	99,92%	-	99,92%	99,92%	-	99,92%
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Peso argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Peso argentino	-	75,68%	75,68%	-	75,68%	75,68%
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Peso argentino	-	67,67%	67,67%	-	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Peso argentino	41,94%	54,76%	96,70%	41,94%	54,76%	96,70%
Extranjero	Inversora Dock Sud S.A.	Argentina	Peso argentino	57,14%	-	57,14%	57,14%	-	57,14%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Peso colombiano	48,30%	-	48,30%	48,30%	-	48,30%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Peso colombiano	48,48%	-	48,48%	48,48%	-	48,48%
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Colombia	Peso colombiano	-	99,99%	99,99%	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Sol peruano	-	83,60%	83,60%	-	83,60%	83,60%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Sol peruano	-	83,15%	83,15%	-	83,15%	83,15%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Sol peruano	-	96,50%	96,50%	-	96,50%	96,50%
Extranjero	Enel X Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	99,99%	99,99%	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

- Durante el primer trimestre de 2019, se constituyó la subsidiaria Enel X Perú S.A.C., la cual tiene por objeto social, entre otros, desarrollar, implementar y vender productos y servicios relacionados con la energía que incorporen la innovación, tecnología de punta y las tendencias del futuro y sean distintos de la distribución eléctrica concesionada y de los servicios anexos a aquella.

- En septiembre de 2019, se constituyó la compañía Enel Tecnología de Redes S.A., propiedad 100% de Enel Brasil S.A., cuyo objeto es el planeamiento, desarrollo y ejecución de actividades de generación, distribución, transmisión y/o comercialización de energía, así como también la comercialización de equipamiento para la distribución, medición y control de la energía.

- En octubre de 2019, ingresó al perímetro de consolidación del Grupo la compañía Enel Trading Brasil S.A., compañía constituida por nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A. con un 100% de participación, la cual tiene por objeto social el desarrollo de actividades de comercio mayorista y minorista de energía y otros productos no especificados, actividades de importación y exportación, actividades de gestión, como productos y servicios relacionados, así como la participación en otras compañías.

- Con fecha 6 de noviembre de 2019, Enel Brasil Investimento Sudeste S.A. se fusionó con Enel Distribución Sao Paulo S.A., siendo esta última la continuadora legal.

- El 27 de noviembre de 2019, se informa al mercado que nuestra filial Enel Brasil S.A., en el marco de la oferta pública de adquisición de acciones presentada sobre la subsidiaria Enel Distribución Sao Paulo S.A. adquirió 2.959.302 acciones, equivalentes al 1,5% del total de acciones de la empresa, por un monto de BRL146,2 millones (aproximadamente US$35,2 millones). Posteriormente, con fecha 5 de diciembre de 2019 Enel Distribución Sao Paulo S.A. procedió al rescate de las remanentes 5.174.050 acciones, que representaban el 2,62% del total de acciones, pagando un monto de BRL256 millones (aproximadamente US$62 millones). Mediante estas operaciones, Enel Brasil S.A. pasó a controlar el 100% de las acciones de Enel Distribución Sao Paulo S.A.

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%

Aunque el Grupo posee menos del 50% de participación económica en las sociedades Codensa y Emgesa en Colombia, en concreto 48,3% y 48,48% respectivamente, estas compañías tienen la consideración de “sociedades subsidiarias” ya que Enel Américas, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre las mismas. A este respecto el Grupo posee un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

2.5 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Américas, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada periodo, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Américas o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.i.

El detalle de las sociedades que clasifican como asociadas es el siguiente:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 30/09/2020			Participación al 31/12/2019		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Peso argentino	33,33%	-	33,33%	33,33%	-	33,33%
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Peso argentino	-	25,60%	25,60%	-	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Térmica San Martin	Argentina	Peso argentino	-	25,60%	25,60%	-	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	Peso argentino	-	40,90%	40,90%	-	40,90%	40,90%

2.6 Acuerdos conjuntos

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control mediante un acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.
Dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes, los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- Negocio conjunto: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.i.

- Operación conjunta: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

Para determinar el tipo de acuerdo conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Gerencia del Grupo evalúa la estructura y forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros factores y circunstancias relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un acuerdo conjunto, se reevalúan estos hechos y circunstancias relevantes.
Enel Américas actualmente no posee acuerdos conjuntos.

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las entidades subsidiarias se consolidan integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra-Grupo.

Los resultados integrales de las sociedades subsidiarias, se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades subsidiarias se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad subsidiaria son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la subsidiaria, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

   Para cada combinación de negocios, las NIIF permiten valorar las participaciones no controladoras de la adquirida en la fecha de adquisición: i) a valor razonable; o ii) por la participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida, siendo esta última la metodología que el Grupo ha aplicado de forma sistemática a sus combinaciones de negocios.

   Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el periodo de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. La información comparativa presentada en los estados financieros de periodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

   En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del periodo.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades subsidiarias se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.

3. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

4. Los cambios en la participación en las sociedades subsidiarias que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad subsidiaria. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

5. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling of interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

   Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a “Otras reservas”. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

2.8 Moneda Funcional

La moneda funcional y de presentación de los estados financieros consolidados de Enel Américas es el Dólar Estadounidense (US$).

La moneda funcional se ha determinado considerando el entorno económico en que opera la Sociedad. Esta conclusión se basa en que el US$ es la moneda que influye fundamentalmente en las actividades de financiamiento, emisiones de capital y flujos de efectivos y sus equivalentes. Debido a lo anterior, el US$ refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para Enel Américas.

Toda la información presentada en dólares americanos, ha sido redondeada a la unidad de mil (MUS$) o de millón (MMUS$) más cercana, excepto cuando se indique de otra manera.

2.9 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

La conversión de los estados financieros de las sociedades del Grupo con moneda funcional distinta del Dólar Estadounidense, que no operan en economías hiperinflacionarias, se realiza del siguiente modo:

a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.

b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del periodo (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).

c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.

d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 27.2).

Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias, se ajustan primero por el efecto de la inflación, registrando cualquier ganancia o pérdida en la posición monetaria neta en resultados, para luego convertir todas las partidas (activos, pasivos, partidas de patrimonio, gastos e ingresos) al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cierre del estado de situación financiera más reciente.

Hiperinflación Argentina

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina ha sido considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 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 los tres años anteriores.

De acuerdo a lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de las sociedades participadas 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. En este contexto, cabe mencionar que el Grupo efectuó su transición a NIIF el 1 de enero de 2004, aplicando la excepción de costo atribuido para las Propiedades, plantas y equipos.

Para propósitos de consolidación en Enel Américas y como consecuencia de la aplicación de NIC 29, los resultados de nuestras subsidiarias en Argentina fueron convertidos al tipo de cambio de cierre del período (Arg/US), 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 subsidiarias argentinas se convertían a tipo de cambio medio del periodo, como ocurre para la conversión de los resultados del resto de las subsidiarias en operación en otros países cuyas economías no son consideradas hiperinflacionarias.

Los índices generales de precios utilizados al cierre de los ejercicios reportados son:

	Índice General de Precios
Inflación histórica acumulada hasta el 31 de diciembre de 2017	652,29%
Desde enero a diciembre de 2018	47,83%
Desde enero a diciembre de 2019	53,64%
Desde enero a septiembre de 2020	22,84%

La aplicación por primera vez de NIC 29 dio origen a un ajuste positivo en los resultados acumulados de Enel Américas, por un monto de MUS$ 961.107 (neto de impuestos) al 1 de enero de 2018, de los cuales MUS$ 668.693 fueron atribuibles a los accionistas de Enel Américas. Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados intermedios se detallan en la Nota 33.

Tipos de cambio

Los tipos de cambio utilizados para la conversión de los estados financieros de las distintas subsidiarias extranjeras, se presentan de acuerdo a los siguientes valores (moneda local contra el dólar estadounidense):

Moneda	**30/09/2020**		**31/12/2019**		**30/09/2019**
	Cierre	**Medio**	**Cierre**	**Medio**	**Medio**
Peso argentino	76,18	76,12	59,89	59,88	57,33
Real brasileño	5,64	5,08	4,03	3,94	3,89
Sol peruano	3,60	3,46	3,32	3,34	3,33
Peso colombiano	3.878,94	3.706,21	3.277,14	3.281,39	3.239,21

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados adjuntos, han sido los siguientes:

a) Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, plantas y equipos se valoran, con carácter general, a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 17.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 17.b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 25).

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el periodo de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor valor de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien o su capacidad económica, se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se registran directamente en resultados como costo del periodo en que se incurren.

Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el periodo en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Adicionalmente, el Grupo reconoce activos por derecho de uso por arrendamientos correspondientes a propiedades, plantas y equipos, de acuerdo a los criterios establecidos en la Nota 3.f.

Las siguientes son las principales clases de propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Clases de Propiedades, plantas y equipos	**Intervalo de años de vida útil estimada**
Edificios	10 – 85
Planta y equipos	10 – 85
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	3 – 75
Vehículos de motor	5 – 20

Adicionalmente, para más información, a continuación, se presenta una mayor apertura para la clase Plantas y equipos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Plantas y equipos de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 85
Equipo electromecánico	10 – 60
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
Plantas y equipos de distribución:	
Red de alta tensión	15 – 50
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 30
Subestaciones primarias	20 – 40

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida, excepto que se relacionen con un activo por derecho de uso, en cuyo caso se deprecia durante el plazo del arrendamiento.

Por lo que respecta a las concesiones administrativas de las que son titulares las compañías eléctricas del Grupo, a continuación, se presenta detalle del periodo restante hasta su caducidad de aquellas concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Periodo restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	67 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	3 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	67 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	67 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	7 años
Enel Generación Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	11 años
Enel CIEN S.A. (Garabi I) (*)	Brasil	2000	22 años	1,8 años
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (*)	Brasil	2002	20 años	1,8 años

(*) Nuestra subsidiaría Enel CIEN tiene como sus activos principales los sistemas de interconexión energética Garabi I y Garabi II, que a través de dos estaciones de conversión de frecuencia y líneas de transmisión de 2.200 MW, transportan energía entre Brasil y Argentina. En junio de 2020 Ministerio de Minas y Energía de Brasil promulgó la ordenanza que permite a Enel CIEN continuar operando la línea Garabi I después del fin de la concesión, ocurrido el 20 de junio de 2020, homologando su plazo de vigencia con la concesión de la línea Garabi II, hasta el 31 de julio de 2022. Durante el año 2021 se realizará una nueva licitación para la operación de ambas líneas, proceso en el que Enel CIEN tiene la posibilidad de participar. En caso de que la concesión no se renueve, Enel CIEN recuperará el valor en libros de los activos subyacentes.

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, planta y equipos, éstos se amortizan durante el periodo menor entre la vida económica o plazo concesional, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el periodo de concesión.

Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, plantas y equipos como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, con excepción de CIEN, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la

CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios*, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 3.d.1).

El 19 de abril de 2011, la subsidiaria CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado). Bajo este esquema sus concesiones califican dentro del alcance de CINIIF 12, sin embargo, el inmovilizado no ha sido dado de baja en consideración a que CIEN no ha transferido, sustancialmente, los riesgos y beneficios significativos al Gobierno de Brasil.

Un elemento de propiedades, planta y equipo se da de baja cuando se enajene o disponga del mismo por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales, y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

b) Propiedad de inversión

El rubro “Propiedad de inversión” incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

Una propiedad de inversión se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.
Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de propiedades de inversión, se reconocen como “Otras ganancias (pérdidas)” en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora, medida por su participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida; sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la subsidiaria. Durante el periodo de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.7.1).

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta de la moneda funcional de la matriz se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión al dólar estadounidense al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.
Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que, al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, 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 registro del deterioro en el resultado del periodo (ver Nota 3.e).

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en periodos anteriores se explican en la letra e) de esta Nota.

Un activo intangible se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas de activos intangibles, se reconocen en los resultados del periodo y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

d.1) Concesiones

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios*. Esta interpretación contable aplica si:

a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y

b) La concedente controla - a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera - cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción o mejora de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma como:

- Un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o

- Un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

Sin embargo, ambos tipos de contraprestación se clasifican como un activo del contrato durante el periodo de construcción o mejora, de acuerdo con la NIIF 15 (ver Nota 9).

Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 3.m).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible.

Las subsidiarias de Enel Américas que han reconocido un activo intangible y/o un activo financiero por sus acuerdos de concesión son las siguientes:

Empresa titular de la concesión	**País**	**Año de inicio de la concesión**	**Plazo de la concesión**	**Periodo restante hasta caducidad**
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla) (Distribución) (*)	Brasil	1996	30 años	6 años
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce) (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	8 años
Enel Distribución Goiás S.A. (Distribución) (*)	Brasil	2015	30 años	24 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (**)	Brasil	2017	30 años	27 años
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	8 años

(*) Se ha reconocido un activo intangible y un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados, dado que una parte de los derechos adquiridos por estas subsidiarias son incondicionales (ver Notas 3.g.1 y 8).

(**) Considerando que todos los derechos adquiridos por esta filial son incondicionales, se ha reconocido únicamente un activo financiero a costo amortizado por esta concesión (ver Notas 3.g.1 y 8).

Al final de cada periodo de concesión, esta puede ser renovada a discreción de la autoridad otorgante, de lo contrario todos los activos e instalaciones serán devueltos al Gobierno o a quien éste designe, una vez reembolsadas las inversiones realizadas pendientes de amortizar.

d.2) Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo registra como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.
Los costos de investigación se registran como gasto en el estado de resultados integrales consolidado en el periodo en que se incurran.

d.3) Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 5 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 40 o 60 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización.

e) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, el Grupo 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 (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las UGEs a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El criterio utilizado para identificar las UGEs se basa esencialmente, en línea con la visión estratégica y operativa de la administración, en las características específicas del negocio, en las normas y regulaciones operativas del mercado en que el Grupo opera y en la organización corporativa.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable de las propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso de las UGEs, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGEs utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Las tasas de crecimiento (g) utilizadas para extrapolar las proyecciones, al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	30-09-2020		31-12-2019	
		Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino	10,1%		5,0%	6,7%
Brasil	Real brasileño	3,8%		3,8%	
Perú	Sol peruano	2,5%		2,5%	
Colombia	Peso colombiano	3,0%		3,0%	

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas a las proyecciones vigentes al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, fueron las siguientes:

País	Moneda	30-09-2020		31-12-2019	
		Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino	29,4%	47,8%	24,7%	50,6%
Brasil	Real brasileño	10,0%	24,8%	10,1%	23,4%
Perú	Sol peruano	7,6%	12,0%	7,8%	12,9%
Colombia	Peso colombiano	8,7%	11,1%	8,7%	11,8%

El enfoque utilizado por la compañía para asignar valor a cada hipótesis clave utilizada para proyectar los flujos de caja, considera:

- Evolución de la demanda: la estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por las compañías respecto a la evolución del consumo, como por ejemplo el crecimiento del número de clientes.
- Precios de compra y venta de energía: se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del “pool” previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.
- Medidas regulatorias: una parte importante del negocio de la compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.
- Capacidad instalada: en la estimación de la capacidad instalada del Grupo se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. El plan de inversiones se actualiza de forma continua sobre la base de la evolución del negocio, de normativas de calidad de servicio que determina el regulador y de cambios en la estrategia de desarrollo de la actividad adoptada por la Administración. En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación, en la actividad de distribución se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red.
- Hidrología y ERNC: las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio.
- Costos de combustibles: para la estimación de los costos de combustibles se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados “forward” y estimaciones disponibles de analistas.
- Costos fijos: se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.
- Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad de las proyecciones de la compañía, lo que permite basar las hipótesis clave en la información histórica. Durante el período 2020, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2019, no fueron significativas y los flujos de caja generados en el período 2020 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho período, con excepción de los efectos generados por la pandemia de COVID-19.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro “Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)” del estado de resultados integrales consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en periodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo si, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en periodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no son reversadas en periodos posteriores.

f) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Américas analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un periodo de tiempo a cambio de una contraprestación. Se considera que existe control si el cliente tiene i) derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos procedentes del uso de un activo identificado; y ii) derecho a dirigir el uso del activo.

f.1) Arrendatario

Cuando el Grupo actúa como arrendatario, al comienzo del arrendamiento (es decir, en la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso) registra en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

El Grupo reconoce inicialmente los activos por derecho de uso al costo. El costo de los activos por derecho de uso comprende: i) importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento; ii) los pagos por arrendamiento realizados hasta la fecha de comienzo, menos los incentivos de arrendamiento recibidos; iii) los costos directos iniciales incurridos; y iv) la estimación de los costos por desmantelamiento o restauración.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo, ajustado por cualquiera nueva medición del pasivo por arrendamiento, menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor. El activo por derecho de uso se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento. Para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado, se aplican los mismos criterios detallados en la Nota 3.e.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la compañía, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. La tasa incremental por préstamos, es la tasa de interés que la compañía tendría que pagar por pedir prestado por un plazo similar, y con una seguridad semejante, los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico parecido. El Grupo determina su tasa incremental por préstamos utilizando datos observables (como tasas de interés de mercado) o realizando estimaciones especificas cuando no existen tasas observables disponibles (por ejemplo, para las subsidiarias que no realizan transacciones de financiamiento) o cuando deben ajustarse para reflejar los términos y condiciones del arrendamiento (por ejemplo, cuando los arrendamientos no están en la moneda funcional de la subsidiaria).

Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo comprenden: i) pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar; ii) pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa; iii) garantías de valor residual; iv) precio de ejercicio de una opción de compra, si es razonablemente seguro que el grupo ejercerá esa opción; y v) penalizaciones por término del arriendo, si existe alguna.

Después de la fecha de inicio, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Además, el valor en libros del pasivo se vuelve a medir si existe una modificación en los términos del arrendamiento (cambios en el plazo del arrendamiento, en el importe de los pagos esperados relacionados con una garantía de valor residual, en la evaluación de una opción de compra o cambio de un índice o tasa utilizados para determinar los pagos por arrendamiento). El gasto por intereses se reconoce como costo financiero y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el periodo de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo pendiente del pasivo por arrendamiento.

Los arrendamientos de corto plazo, igual o inferior a un año, o arrendamiento de activos de bajo valor se exceptúan de la aplicación de los criterios de reconocimiento descritos anteriormente, registrando los pagos asociados con el arrendamiento como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

Los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento se presentan por separado de otros activos y pasivos, respectivamente, en el estado de situación financiera consolidado.

f.2) Arrendador

Cuando el Grupo actúa como arrendador, clasifica al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros. El resto de arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la compañía reconoce en su estado de situación financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta como una cuenta por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento y el valor actual de cualquier valor residual devengado, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de un modelo que refleje una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto. Los costos directos iniciales incurridos para obtener un arrendamiento operativo se añaden al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gasto a lo largo del plazo del arrendamiento, sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

g) Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

g.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.i y 14) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 3.k), en tres categorías:

(i) Costo amortizado:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son solamente pagos de principal e intereses (criterio SPPI).

Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para ser valorizadas al costo amortizado en el Grupo son: equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, y préstamos. Estos activos se registran a costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

(ii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones: (i) se clasifican dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es mantener los activos financieros tanto para cobrar los flujos de efectivo contractuales como para venderlos y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales cumplen con el criterio SPPI.

Estos activos financieros se reconocen en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estos activos financieros, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en el resultado del periodo, con excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio, cuyo saldo acumulado en Otros resultados integrales nunca es reclasificado a resultados.

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del periodo.

(iii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:

Se incluye en esta categoría la cartera de negociación, aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable y los activos financieros que no cumplen con las condiciones para ser clasificados en las dos categorías anteriores.

Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo deterioro de valor basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada del Grupo, las condiciones de mercado existentes, así como las estimaciones prospectivas al final de cada periodo de reporte. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

La pérdida crediticia esperada es la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se deben de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todas las insuficiencias de dinero), descontadas a la tasa de interés efectiva original. Se determina como el producto de: i) la probabilidad de incumplimiento (PD, *Probability of Default*); ii) la pérdida dado el incumplimiento (LGD, *Loss Given Default*); y iii) la exposición al incumplimiento (EAD, *Exposure at Default*),.

Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

- Enfoque general: aplicado a activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. Este enfoque, se basa en la evaluación de aumentos significativos en el riesgo de crédito de los activos financieros, desde el reconocimiento inicial. Si en la fecha de presentación de los estados financieros no se ha incrementado de forma significativa el riesgo de crédito, las pérdidas por deterioro se miden en referencia a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses; si por el contrario, el riesgo crediticio se ha incrementado de forma significativa, el deterioro se mide considerando las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo.

En general, la medición de las pérdidas crediticias esperadas para activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, se realiza sobre una base individual.

- Enfoque simplificado: para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, el Grupo aplica un método simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. Este es el enfoque aplicado en mayor medida por el Grupo, dado que las cuentas comerciales por cobrar representan el principal activo financiero de Enel Américas y sus subsidiarias.

  Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo aplica dos tipos de evaluación de pérdidas crediticias esperadas:

  - Evaluación colectiva: basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o "clusters", teniendo en cuenta cada negocio y el contexto regulatorio local. Las cuentas por cobrar se agrupan según las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. Para cada grupo se considera una definición específica de incumplimiento.
    Para medir las pérdidas crediticias esperadas de manera colectiva, el Grupo considera los siguientes supuestos:
    PD: estimación de incumplimiento promedio, calculado para cada grupo de cuentas comerciales por cobrar, teniendo en cuenta un mínimo de datos históricos de 24 meses.
    LGD: calculada en función de las tasas de recuperación de un tramo predeterminado, descontadas a la tasa de interés efectiva; y
    EAD: exposición contable en la fecha de reporte, neta de depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir.
  - Evaluación analítica o individual: si las cuentas por cobrar son consideradas individualmente significativas por la administración, y hay información específica sobre cualquier aumento significativo en el riesgo de crédito, el Grupo aplica una evaluación individual de las cuentas por cobrar. Para la evaluación individual, la PD se obtiene principalmente de un proveedor externo, cuando es posible hacerlo, y la LGD a través de un modelo interno que considera la tasa de recuperación y otras características contractuales y financieras de las cuentas por cobrar. La pérdida crediticia esperada se obtiene multiplicando ambos factores por la EAD, que se define como la exposición contable en la fecha de reporte, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir por servicios prestados, neta de potenciales depósitos en efectivo obtenidos como garantías.

Sobre la base del mercado de referencia y el contexto regulatorio del sector, así como las expectativas de recuperación después de 90 días, para tales cuentas por cobrar, el Grupo aplica principalmente una definición predeterminada de 180 días de vencimiento para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito. En consecuencia, los activos financieros que tienen más de 90 días de vencimiento generalmente no se consideran en incumplimiento.

Con base en evaluaciones específicas de la Administración, puede aplicarse un ajuste prospectivo considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos, que pueden afectar el riesgo de la cartera o el instrumento financiero.

g.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros con carácter general se registran inicialmente a valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. En periodos posteriores, estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.g.1).

Los pasivos por arrendamiento, se miden inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento futuros, determinado de acuerdo a los criterios descritos en la Nota 3.f.

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 23, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada periodo en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro "Otros activos financieros" y si es negativo en el rubro "Otros pasivos financieros". Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro "Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar" y si es negativo en el rubro "Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar".

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- Coberturas de valor razonable: la parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.

- Coberturas de flujos de efectivo: los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada "Coberturas de flujo de caja". La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

  La contabilidad de coberturas se discontinua sólo cuando la relación de cobertura (o una parte de la relación) deja de cumplir con los criterios requeridos, después de realizar cualquier reequilibrio de la relación de cobertura, si es aplicable. En caso de no ser posible continuar con la relación de cobertura, incluyendo cuando el instrumento de cobertura expira, se vende, resuelve o ejerce, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio hasta que la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

El Grupo no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.
Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de "commodities" se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiendo por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.

- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.

- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.

- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” que mantiene formalizados el Grupo, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

El Grupo también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- La sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver 3.g.1).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado. Una permuta de un instrumento de deuda con condiciones sustancialmente diferentes, o una modificación sustancial de las condiciones actuales de un pasivo financiero existente (o una parte del mismo), se registra como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero.

g.7) Compensación de activos y pasivos financieros

El Grupo compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- existe un derecho en el momento actual, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Estos derechos sólo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal del negocio, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia o de quiebra, de una o de todas las contrapartes.

g.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiendo como tales las garantías concedidas por el Grupo a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, los contratos de garantías financieras se valoran al mayor de:

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 3.m; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con política de reconocimientos de ingresos (ver Nota 3.q).

h) Medición del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas (como por ejemplo “Bloomberg”).

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

Al medir el valor razonable el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.
- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o “Debt Valuation Adjustment (DVA)” y el riesgo de contraparte o “Credit Valuation Adjustment (CVA)”. La medición del “Credit Valuation Adjustment (CVA)” / “Debt Valuation Adjustment (DVA)” se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.
- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 23.3.

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas, se registran siguiendo el método de participación.
Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total, que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la

adquisición de la sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores de deterioro.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

Las Sociedades clasificadas como "Asociadas y Negocios Conjuntos" (ver Nota 2.5 y 2.6 respectivamente) de los presentes estados financieros consolidados intermedios son valorizadas por este método.

j) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.
El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

Los costos incluyen el precio de compra más los costos incurridos necesarios para darles su condición y ubicación actuales, netos de descuentos comerciales y otras rebajas.

k) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, planta y equipo, activos intangibles, inversiones en asociadas y negocios conjuntos, y los grupos de activos para su disposición (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados) se clasifican como:

- mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado; o

- mantenidos para distribuir a los propietarios cuando la entidad se compromete a distribuir los activos (o grupo de activos para su disposición) a los propietarios.

Para la clasificación anterior, los activos deben estar disponibles para la venta o distribución inmediata en sus condiciones actuales y la venta o distribución debe ser altamente probable. Para que la transacción se considere altamente probable la Gerencia debe estar comprometida con un plan de venta o distribución y debe haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta o distribución estén finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan la venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se miden al menor valor entre su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta o distribución.

La depreciación y amortización de estos activos cesan cuando se cumplen los criterios para ser clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios.
Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, o dejen de formar parte de un grupo de activos para su disposición, son valorados al menor de su valor en libros antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en que se reclasifican como activos no corrientes.

Los activos no corrientes y los componentes de grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada “Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios” y respectivos pasivos en una única línea denominada “Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios”.

Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;

- forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o

- es una entidad subsidiaria adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada “Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas”, así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

l) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro “Patrimonio Total” del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.
Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: “Ganancias (pérdida) acumuladas”, sin afectar la ganancia o pérdida del periodo.

m) Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable un desembolso de beneficios económicos que será requerido para liquidar la obligación, y se puede realizar una estimación confiable del monto de la obligación.

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

Las provisiones son revisadas al cierre de cada periodo de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requerirá un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

Un pasivo contingente no implica el reconocimiento de una provisión. Los costos legales esperados a ser incurridos en la defensa de la reclamación legal son llevados a resultados cuando se incurre en ellos. Los pasivos contingentes significativos son revelados a menos que la probabilidad de un desembolso de beneficios económicos sea remota.

m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones son reconocidos inmediatamente.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro "Provisiones por beneficios a los empleados" del pasivo del estado de situación financiera y si es negativa en el rubro "Otros activos financieros" del estado de situación financiera, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF 14 "NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción".

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, incluido en límite establecido en la CINIIF 14, se registran directamente como componente de "Otro resultado integral".

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto conforme los empleados prestan sus servicios.

n) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el periodo, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada periodo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

El Grupo ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos de las subsidiarias que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se registran como un componente de "Otro Resultado Integral", netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se podrían clasificar en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho periodo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

p) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del periodo sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo por impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios; y
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro “Gasto por impuestos a las ganancias”, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, y se efectúan correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

q) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos de actividades ordinarias se reconocen cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

El Grupo analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes para el reconocimiento de ingresos, aplicando el modelo de cinco pasos establecido por la NIIF 15: 1) Identificación del contrato con el cliente; 2) Identificación de las obligaciones de desempeño; 3) Determinación del precio de la transacción; 4) Asignación del precio de la transacción; y 5) Reconocimiento del ingreso.

A continuación, se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por tipo de bien o servicio prestado por el Grupo:

- Suministro de electricidad (venta y transporte): corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, Enel Américas aplica un método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.

    - Generación: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.

- Distribución: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el periodo, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según se trate de clientes libres o clientes regulados, respectivamente.

Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Notas 2.3 y 28, y Anexo 2.2).

- Otros servicios: principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico, construcción de obras y servicios de ingeniería y consultoría. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto, la compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.

- Venta de bienes: los ingresos por venta de bienes son reconocidos en un determinado momento, cuando el control de dichos bienes ha sido traspasado al cliente, lo cual ocurre generalmente en el momento de su entrega física. Los ingresos son medidos al precio de venta independientes de cada bien, asignando cualquier tipo de contraprestación variable que corresponda.

En contratos en los que se identifican múltiples bienes y servicios comprometidos, los criterios de reconocimiento serán de aplicación a cada obligación de desempeño identificable de la transacción, en función del patrón de transferencia de control de cada bien o servicio que es distinto y del precio de venta independiente asignado a cada uno de ellos; o a dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas a contratos con clientes que se negocian con un objetivo comercial único, los bienes y servicios comprometidos representan una obligación de desempeño única y sus precios de venta no son independiente.

Enel Américas determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la compañía espera, al comienzo del contrato, que el periodo transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos de actividades ordinarias aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos el pago o comisión a la que espera tener derecho.

Dado que la compañía reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del periodo sobre el que se informa.

Además, el Grupo evalúa la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Como solución práctica, los costos incrementales de la obtención de un contrato pueden reconocerse como gasto, si el periodo de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación, se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente.

Al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, el Grupo no ha incurrido en costos para obtener o cumplir con un contrato, que reúnan las condiciones para su activación. Los costos incurridos para obtener un contrato son sustancialmente pagos de comisiones por ventas que, si bien son costos incrementales, se relacionan con contratos de corto plazo o con obligaciones de desempeño que se satisfacen en un determinado momento, por lo tanto, el Grupo ha decidido reconocer estos costos como un gasto cuando tengan lugar.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el periodo de devengo correspondiente.

r) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del periodo atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de otras subsidiarias dentro del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas, atribuible a la Sociedad Matriz, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de otras subsidiarias dentro del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción diluida se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período más el número promedio ponderado de acciones ordinarias que se emitirían al convertir todas las acciones ordinarias potenciales con efectos dilusivos en acciones ordinarias, si existieran.

s) Dividendos

El artículo N° 79 de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enel Américas, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro “Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar” y en el rubro “Cuentas por pagar a entidades relacionadas”, según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor “Patrimonio Total” en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

t) Gastos de emisión y colocación de acciones

Los gastos de emisión y colocación de acciones, en la medida que sean gastos incrementales directamente atribuibles a la transacción, se registran directamente en el patrimonio neto como una deducción de la cuenta “Primas de emisión”, netos de los efectos fiscales que corresponda.

En el caso que la cuenta prima de emisión no tenga saldo, o que los costos señalados excedan su monto, éstos se registran en la cuenta “Otras reservas”. Posteriormente, estos costos deben ser deducidos del capital pagado, deducción que debe ser aprobada en la Junta Extraordinaria Accionistas más cercana, respecto de la fecha en que los correspondientes desembolsos fueron incurridos.

u) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el periodo, determinados por el método directo, utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- Flujos de efectivo: entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

- Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- Actividades de inversión: las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

a) Marco regulatorio:

Argentina

Argentina ha dado señales de intervención en el mercado eléctrico desde que se produjo la crisis en el año 2002. Inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidoras se obtenía de un cálculo centralizado del precio "spot". Por su parte, el precio de compra de las distribuidoras era el promedio previsto para los próximos 6 meses, denominado Precio Estacional. Las diferencias entre el precio estacional (precio de compra) y el precio spot real (precio de venta) se liquidaban con cargo al Fondo Estacional que gestiona la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad (CAMMESA).

Sin embargo, después de la crisis de 2002, la autoridad modificó el criterio de fijación del precio interviniendo el sistema marginalista. Primero, mediante el cálculo del precio marginal sin considerar restricciones de gas. En efecto, a pesar de que el despacho de generación todavía se basa en los combustibles reales utilizados, la Resolución SE 240/2003 establece que para el cálculo del precio marginal se deben considerar todas las unidades de generación como si no tuvieran las restricciones vigentes de suministro de gas natural. Además, el valor del agua no se considera si su costo de oportunidad es más alto que el costo de la generación con gas natural. No obstante, los costos variables reales de las unidades térmicas que emplean combustibles líquidos son pagados por CAMMESA a través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho.

Por otra parte, la congelación de los precios que abonan las distribuidoras provocó un desfase frente a los costos reales de la generación, lo que significó que dichos costos se recuperaran a través de diversos tipos de acuerdos particulares en base a la normativa vigente.

En este contexto, el Gobierno anunció en 2012 su intención de modificar el actual marco regulatorio por uno basado en costo medio.

En marzo de 2013, se publicó la Resolución N° 95/2013 que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y fijó nuevos precios para la potencia según el tipo de tecnología y la disponibilidad y estableció nuevos valores para la remuneración de costos variables no combustibles, además de contemplar una remuneración adicional por la energía generada.

En mayo de 2013, las generadoras del Grupo (Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón, y Dock Sud) adhirieron a los términos de la Resolución N° 95/2013.

La citada Resolución marca el final del concepto marginalista como sistema de remuneración en el mercado de generación de electricidad argentino y definió, en su lugar, una remuneración por tipo de tecnología y tamaño de las centrales, fijando para cada caso un reconocimiento de costos fijos (que se determinará en función del cumplimiento de disponibilidad) y costos variables más una remuneración adicional (estos dos conceptos se determinan en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se consolida en un fideicomiso para inversiones futuras.

La gestión comercial y el despacho de combustible se centralizan en CAMMESA; los Contratos del Mercado Término no pueden ser prorrogados ni renovados y los Grandes Usuarios, una vez finalizados sus respectivos contratos, deberán adquirir su demanda de CAMMESA. No obstante, la Secretaría de Energía ("SE") a través de la Nota SE 1807/13 abrió la posibilidad de que las generadoras puedan manifestar su intención de seguir manejando la gestión de cobranzas de la totalidad de su cartera de contratos, de esta manera se garantiza cierta caja y la permanencia de la relación con el cliente.

Los valores de la Resolución SE N° 95/2013 fueron actualizados anualmente por las Resoluciones SE N° 529/2014, N° 482/2015 y Resolución SEE N° 22/2016. La Res. SE N° 529/2014 crea una remuneración para mantenimientos no recurrentes para las centrales térmicas, y la Res. SE N° 482/2015 otorga una remuneración para mantenimientos no recurrentes también a las centrales hidroeléctricas.

Por otro lado, el 22 de marzo de 2016, la SE emitió la Resolución SEE N°21/16, la cual convocó a ofertar nueva capacidad de generación térmica para los periodos verano 2016/17; invierno 2017 y verano 2017/18.

El 14 de septiembre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial el resultado de la Licitación de Nueva Generación Térmica, adjudicándose un total de 1.915 MW (de una oferta de más de 6000 MW). Así mismo, mediante Nota SEE N° 355 se instruyó a CAMMESA a invitar a una mejora de los precios a cada una de las empresas cuyas ofertas se consideraron admisibles y no resultaron finalmente adjudicadas. Como resultado de esta ampliación se adjudicaron 956 MW. Por último, el 28 de octubre de 2016, mediante Resolución SEE 387/E/2016 la Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a suscribir dos proyectos adicionales por un total de 234 MW. Ninguna de las entidades del Grupo Enel Américas participó de la Licitación.

El 2 de febrero de 2017, se publicó la Resolución N°19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica ("SEE") la cual reemplaza a la Resolución SEE N° 22/2016 y establece los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La Resolución N° 19/2017 define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala, adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. El generador térmico podrá declarar en cada periodo de verano, el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de tres años, pudiendo discriminar por periodo verano e invierno (se podrán hacer ajustes en el mismo periodo). Como excepción y para el año 2017, se habilita la declaración de "Compromisos de Disponibilidad Garantizada" junto con la información requerida para la Programación Estacional de Invierno, siendo su vigencia desde el 1 de mayo hasta el 31 de octubre de 2017. El generador firmará un contrato de Compromiso de Disponibilidad Garantizada cuya contraparte será CAMMESA, pero que podrá cederlo a la demanda conforme lo defina la SEE. La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo. Por otro lado, el generador térmico podrá ofrecer disponibilidad de potencia adicional para periodos bimestrales, que se podrán a subasta con un precio máximo.

Respecto a las centrales hidroeléctricas, se define un nuevo esquema para evaluar la potencia, basado en la potencia real disponible (implica un mayor valor de potencia a remunerar respecto a la normativa anterior). Asimismo, presentan un valor de potencia base, y uno adicional discriminado de mayo a octubre 2017, y otro a partir de noviembre 2017.

Los valores remunerativos de la Resolución N°19/2017 están denominados en dólares, y se convertirán a tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil, siendo los plazos de vencimiento aquellos establecidos en los procedimientos de CAMMESA. Posteriormente por nota del SEE, se establece que la conversión a pesos, se realizará al día anterior a la fecha de vencimiento, a partir de noviembre de 2017.

La resolución SEE N°1085/17, modifica, a partir del 1° de diciembre de 2017, la forma en que los agentes pagan por el uso del sistema de transporte (la remuneración del transportista no cambia porque fue fijada en su respectiva RTI), sintéticamente establece:

- Los costos asociados a la remuneración del transporte se repartirán en forma proporcional a la demanda.
- Los Agentes Generadores pagarán solo los cargos de conexión directos.
- Instruye a CAMMESA a que en 90 días proponga las modificaciones necesarias a los procedimientos comprendidos (normativa del MEM).

Asimismo, se instruye a la SSEE a implementar un mecanismo competitivo para la provisión de gas para generación al precio máximo definido.

En ese sentido, la SSEE instruyó a CAMMESA a realizar las adquisiciones de gas natural en condiciones firmes e interrumpibles a través del Mercado Electrónico de Gas (MEGSA) para abastecimiento de la generación térmica.

El miércoles 7 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 2018-70-APN-SGE, mediante la cual se habilita a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica.

Inicialmente, la norma funcionara para Gas Natural y permite a los generadores obtener un margen adicional al producir con combustible propio, solo si el de Precio de compra de Gas es menor al de Precio reconocido por CAMMESA.

Con esta resolución los generadores cobran el Costo Variable de Producción (CVP) según los precios reconocidos. Quedando en CAMMESA la responsabilidad de seguir proveyendo a los demás generadores que no compren su combustible.

De un total de 60 empresas habilitadas para declarar, se registró declaración de 22 de ellas, de las cuales 6 se corresponden con Generación bajo 100% de Resolución 19/17.

En diciembre 2018, las autoridades permitieron la exportación de gas natural, estableciendo un nuevo procedimiento para autorizar exportaciones. El excedente se genera a partir de la disponibilidad de gas resultante de una mayor producción de Vaca Muerta.

Las exportaciones autorizadas se destinaron a Chile y Brasil, con un volumen total de 479.250.000 m3, en condiciones de interrupción, y por el periodo hasta junio de 2020 hacia Chile y unos 600 MW de electricidad a Brasil.

El 28 de febrero de 2019, por medio de la Resolución SRR y ME N° 1/19, se reemplazó a la Resolución SEE N° 19/2017 mediante la cual se estableció los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes.

Debido a los retrasos evidenciados en una gran parte de los proyectos con contratos comprendidos en la resolución 287/2017 SEE para nueva generación térmica, CAMMESA informó que en virtud del crecimiento moderado de la demanda y contemplando el equipamiento existente, así como los ingresos confirmados de generación renovable, la demora en el ingreso de los proyectos mencionados no produce afectación al normal abastecimiento de la demanda, y representa un ahorro económico para el sistema en el contexto actual del mismo. Motivo por el cual, el 30 de agosto de 2018, se publicó la resolución 25/2019 SRRyME, la cual convoco a los generadores adjudicados que lo deseen, a establecer una nueva fecha de compromiso de habilitación comercial, fijando las pautas para ello.

El día 12 de septiembre se firmó un Acuerdo entre Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón, Enel Trading y CAMMESA, que establece que no existen temas pendientes a reclamar sobre los Contratos de Disponibilidad y otros contratos de financiamiento. Dicho acuerdo les otorga a las citadas empresas del grupo los siguientes beneficios: Para Costanera se eliminó el Riesgo de Multas, contingencias por intereses y la renuncia a cobrar tarifa futura (prevista en los Contratos). Por su parte permite cobrar a Enel Generación El Chocón y Enel Trading créditos pendientes de cobro (cedidos a Costanera en la operación).

En septiembre de 2019, se encontraban en una situación de virtual parálisis cerca de 50 de los 88 proyectos aprobados durante la segunda ronda del programa RenovAr, debido entre otras cosas, a dificultades por parte de los adjudicatarios para asegurarse un financiamiento y garantías apropiadas. Por el motivo expuesto, el día 11 de septiembre, el subsecretario de energías renovables y eficiencia energética Sebastián Kind, envió una nota a CAMMESA con el propósito de instruirle la suspensión temporal de las intimaciones por incumplimientos de las fechas programadas de avance de obras, en los contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable. Por diversas razones, el subsecretario debió, pasados poco menos de 30 días, enviar una nota derogando plenamente todo lo instruido en la primera.

En diciembre de 2019, por medio de la Resolución 12/2019, el Gobierno decidió derogar la Resolución N° 70 de 2018 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía del ex Ministerio de Hacienda que permitía a las compañías manejar su propio abastecimiento de combustible quedando a cargo nuevamente la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

Con fecha 27 de febrero de 2020, se publicó la Resolución SE N° 31/2020 de la Secretaría de Energía la cual reemplaza a la Resolución SRRyME N°1/2019 con vigencia a partir del 1 de febrero de 2020. La misma pesificó los precios de la remuneración al tipo de cambio ARS 60 = 1 USD y estableció actualización de los valores en Pesos Argentinos. La Resolución define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala según su disponibilidad real, adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. CAMMESA habilitará al generador térmico a declarar hasta 30 días antes del inicio de cada período trimestral el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad, pudiendo discriminar por período verano, invierno y resto (se podrán hacer ajustes en el mismo período). La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo. La remuneración de potencia se afectará según sea el factor de uso del equipamiento de generación térmico.

En abril de 2020 por medio de una nota de la secretaria en relación al Factor de Actualización transaccional, se instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión, la aplicación del Anexo VI – Actualización de los valores establecidos en Pesos Argentinos, de la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 31/2020.

En junio de 2020, el Secretario de Energía, instruye por medio de una nota, la suspensión temporal del cómputo de plazos en el marco de la ejecución de los contratos de los Programas RenovAr (Rondas 1, 1.5, 2 y 3), Resolución ex SE N° 712/2009, Resoluciones ex MEyM N° 202/2016 y de la Resolución Ex SEE N° 287/2017, y de los proyectos en el marco de la Resolución ex MEyM N° 281/2017. La instrucción sólo será aplicable a los proyectos que no hubieran sido habilitados comercialmente al momento del inicio de la vigencia de la suspensión instruida por la presente, esto es desde el 12 de marzo de 2020 hasta el 12 de septiembre de 2020 ambos inclusive.

Mediante el Decreto 732 del 4 de septiembre de 2020, la Secretaría de Energía pasó a depender del Ministerio de Economía.

Las empresas generadoras del grupo se encuentran realizando observaciones a los clearings (documento de transacciones económicas) correspondientes a los meses de marzo, abril, mayo, junio, julio y agosto de 2020, por falta de aplicación del ajuste por inflación prevista para toda la generación. Adicionalmente, fueron elevados reclamos formales a la Secretaría de Energía para las centrales El Chocón y Central Costanera.

Brasil

Las legislaciones en Brasil permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de empresa en competencia para la actividad de Generación y Transmisión y definen criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conduzcan a un deterioro de la libre competencia.

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente (Operador Nacional del Sistema – ONS) coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD).

Las entidades generadoras están habilitadas para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre está dirigido al segmento de grandes usuarios, con límite 2.000 kW * si compran energía de cualquier fuente o 500 kW si compran Energía Renovable No Convencional ("ERNC") (*este límite cambió para 2.500 kW a partir del 1º de julio de 2019, para 2.000 kW a partir del 1º de enero de 2020 y cambiará para 1.500 kW, 1.000kW y 500kW respectivamente a partir del 1º de enero de 2021, 2022 y 2023).

En el mercado libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cambio, en el mercado regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud de un proceso de licitación coordinado por la entidad gubernamental Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Las licitaciones de energía nueva contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía existente consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la ANEEL define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos/pasivos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits eventuales ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios subsiguientes (15/marzo para Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla), 22/abril para Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce), 4/julio para Enel Distribución São Paulo (ex Eletropaulo) y 22/octubre para Enel Distribución Goiás). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA) cuyo objetivo es mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario por la vía de permitir ganancias tarifarias debido a los costos de la Parcela A.

La Cuenta de Compensación de Valores ("CVA", por su sigla en portugués) ayuda a mantener la estabilidad en el mercado y permite la creación de costos diferidos, que es compensado a través de ajustes tarifarios basados en las tasas necesarias para compensar los déficits del año anterior.

En diciembre de 2014, las distribuidoras en Brasil, firmaron una adenda al contrato de concesión que permite que estos activos regulatorios (CVA´s y otros) sean parte de los activos indemnizables al fin de la concesión, en el caso de no ser posible en el tiempo la compensación a través de las tarifas. Así, en conformidad con NIIF, se permiten la contabilización de dichos activos regulatorios (ver Nota 3.d.1).

En 2014, Brasil mostró condiciones severas de sequía. En noviembre de 2014, el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses fueron de un 1% por debajo del último racionamiento. Sin embargo, el Gobierno confirmó la no existencia de riesgo en el suministro.

Para cubrir el sobrecosto de energía, el gobierno creó la cuenta ACR a través de préstamos bancarios los que serían cancelados dentro de dos años por medio de la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014, los distribuidores utilizaron un monto aproximado de BRL18.000 millones de la cuenta ACR, sin embargo, no fue suficiente para cubrir todo el déficit. En marzo de 2015, fue aprobado un nuevo préstamo a la cuenta ACR, para cubrir el déficit de noviembre y diciembre de 2014, y una extensión del plazo de pago de todos los préstamos a 54 meses a partir de noviembre 2015. Los pagos en la cuenta ACR finalizaron en septiembre de 2019, y el saldo restante del fondo se acreditó a los distribuidores en octubre de 2019.

En función de los descalces entre los costos reconocidos en la tarifa y los costos reales ajenos a la gestión de la distribuidora, e intensificados por los costos implícitos de la sequía, la ANEEL, en enero de 2015, comenzó la aplicación de un Sistema Tarifario denominado "Banderas Tarifarias" que aplica un cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores, siempre que el costo marginal del sistema sea superior al estándar reglamentario. El objetivo de la ANEEL es indicarle al consumidor el costo de la generación del mes subsecuente, y anticipándole al Distribuidor un monto que solamente obtendría en el próximo proceso de ajuste tarifario.

El Sistema de Banderas Tarifarias está compuesto por tres niveles de colores de banderas: Rojo, Amarillo y Verde.

Desde enero de 2015 hasta la fecha de reporte de estos estados financieros, los valores adicionales de las banderas han estado cambiando en función de nuevas expectativas de costos futuro de la generación. Los valores actualmente practicados (desde noviembre de 2019) de las banderas son:

- Bandera tarifa verde: condiciones favorables de generación
- Bandera Tarifa amarilla: BRL 1,343 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 1: BRL4,169 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2: BRL6,243 por100 (kWh)

En resumen, con este sistema tarifario el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico. Es decir, los consumidores notarán un menor reajuste a sus tarifas, puesto que ya están pagando un mayor valor tarifario durante el mes. En resumen, el Sistema de Banderas establecido por la ANEEL, señala con precisión el costo real de la energía generada, lo que permite a los consumidores el uso consciente de la energía eléctrica.

Subastas de energía

Respecto a las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, el Gobierno brasileño realiza varias subastas cada año.

En vista a las medidas para combatir el coronavirus, las Subastas 2020 se pospusieron aún sin fecha futura definida, basado en la Ordenanza del Ministerio de Minas y Energía n°134/2020.

Actualmente ENEL Brasil está construyendo 2.218,15 MW de capacidad instalada de proyectos solares y eólicos, cuyas energías fueron negociadas tanto en el mercado libre como en el mercado regulado, a través de subastas realizadas en el año de 2017: subasta A-4 con energía de proyectos solares (parques solares del Complexo São Gonçalo) y subasta A-6 con energía de proyectos eólicos (parques eólicos del Complexo Lagoa dos Ventos y Complexo Morro do Chapéu).

Exportación de energía

Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A. (CDSA) ha sido autorizada el 02 de junio de 2020 para exportar electricidad a Argentina y Uruguay, según la Ordenanza MME n° 226/2020. La autorización permanecerá vigente hasta el 31 de diciembre de 2022.

Comercialización de energía

El 17 de abril, Enel Trading Brasil S.A. (Enel Trading) una compañía del Grupo constituida para la venta de energía, fue autorizada para actuar como Agente de Comercialización de Energía Eléctrica en Brasil.

Generación Distribuida

Aspectos generales

La Resolución Normativa REN 482/2012 reglamentó la conexión de los sistemas de generación distribuida a los consumidores conectados a la red de distribución, así como el Sistema de Compensación de Electricidad ("SCEE"), en que la energía inyectada por los sistemas de Generación Distribuida es compensada en la factura de energía del consumidor con este sistema.

La revisión de la Resolución Normativa n. 482/2012, realizada en 2015, por medio de la Resolución Normativa n. 687/2015 incluyó la posibilidad de “virtual net meetering”, donde el sistema de Generación Distribuida puede instalarse en otra unidad de consumo vinculada al mismo titular de la unidad, en la que efectivamente hay consumo. Este cambio creó un gran incentivo para las inversiones en Generación Distribuida, pues aumentó la participación de mercado de las empresas que crearon productos para la venta a los consumidores, permitiendo el disfrute de los beneficios creados por la Resolución 482/12. La Resolución 687/2015 agregó a la REN 482/2012 el Articulo 15, que definió la necesidad de revisión de la norma hasta el 31 de diciembre de 2019, asegurando la previsibilidad regulatoria.

Definiciones de Generación Distribuida

Para la generación distribuida se permite el uso de cualquier fuente de energía renovable, así como la cogeneración calificada, Son denominadas de micro-generación distribuidas las plantas con una potencia instalada de hasta 75 kilovatios (kW) y mini-generación distribuida las plantas con potencia por encima de 75 kW y menor o igual a 5 MW, conectadas a la red de distribución a través de las instalaciones de unidades de consumo. La reglamentación prohíbe el encuadramiento como micro-generación distribuida de las centrales generadoras que hayan sido objeto de registro, concesión, permiso o autorización, o hayan: (i) entrado en operación comercial; (ii) tenido su energía

eléctrica alguna concesionaria o permisionaria de distribución de energía eléctrica, debiendo la distribuidora identificar esos casos.

La reglamentación define que cuando la cantidad de energía generada en un mes determinado es mayor que la energía que se consume en ese periodo, el consumidor se queda con créditos que pueden ser utilizados para reducir la factura de los meses siguientes. El periodo de validez de los créditos de energía es de 60 meses, y se pueden ser utilizados para derivar el consumo de las unidades de consumo del mismo propietario situadas en otro lugar, siempre que el área de servicio sea de un mismo distribuidor. Este tipo de uso de los créditos fue llamado "autoconsumo a distancia".

La norma se refiere a la posibilidad de instalación de generación distribuida en condominios (empresas de múltiples unidades de consumo). En esta configuración, la energía generada se puede distribuir en porcentajes definidos por los propios consumidores. Adicionalmente, existe la figura de "generación compartida", permitiendo que las distintas partes interesadas se unan en un consorcio o una cooperativa, instalen pequeños equipos de generación, y utilicen la energía generada para reducir las facturas de los miembros del consorcio o cooperativa.

Cambios esperados en la Resolución Normativa 482/2012

El Sistema de Compensación de Electricidad, establecido por la Resolución Normativa 482/12 presenta distorsiones a la remuneración de la infraestructura de distribución y transmisión, así como a los cargos, por parte de los consumidores que tienen un sistema de Generación Distribuida. Estas distorsiones afectan a la remuneración de la inversión de los distribuidores y también la tarifa energética de otros consumidores del área de concesión, que no tienen generación distribuida instalada.

De esta manera, en mayo del 2018 y enero del 2019 la Agencia Reguladora (ANEEL) realizó una Consulta Pública (CP 10/2018) y Audiencia Pública (AP 001/2019), respectivamente, para discutir la modernización de las reglas aplicables a la micro y minigeneración distribuida, donde buscó evaluar alternativas para el sistema de compensación de energía, de manera a reducir la pérdida de recepta de las distribuidoras y el impacto tarifario a los consumidores sin generación distribuida.

Como finalización del proceso de participación pública para el cambio de la Reglamentación, en octubre de 2019 ANEEL realizó la Consulta Pública (CP 025/2019) para obtener contribuciones para la propuesta de revisión de la REN 482/2012, específicamente en el texto de la Resolución. Aún no se publicó la decisión de cambio, pero la previsión de definición es en el primer semestre de 2021.

Revisión Tarifaria Enel Distribución Rio (2018)

En 13 de marzo de 2018, ANEEL homologó el resultado provisional de la Cuarta Revisión Tarifaria Periódica de Enel Distribución Rio, a partir del 15 de marzo de 2018, consolidada tras la evaluación de las contribuciones aportadas en la Audiencia Pública N° 078/2017.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 21,04 %, siendo del 19,94% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 21,46% para los conectados en Baja Tensión – BT. Fijó el componente T del Factor X en el 0,00% y las pérdidas técnicas en el 9,1%.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Ceará S.A. (2018)

En 17 de abril de 2018, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución Ceará, a partir del 22 de abril de 2018.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 4,96 %, siendo del 7,96% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 3,8% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Reajuste Enel CIEN (2018)

La resolución N° 2408, de 22 de octubre de 2018, estableció los ingresos anuales permitidos (RAP) para las concesionarias de servicio público de transmisión de energía eléctrica, por la disponibilidad de las instalaciones de transmisión bajo su responsabilidad.

Los valores de Enel CIEN son: Garabi I (RAP: BRL 172.667.795,35 y PA ajustado: BRL - 6,579,727.76) y Garabi II (RAP: BRL 179,367,079,58 y PA ajustado: BRL - 6.834.803,35).

Reajuste Tarifario Enel Distribución São Paulo (2018)

El 4 de julio de 2018, ANEEL homologó las tarifas aplicables para los consumidores. El resultado de este proceso incurrió en un índice de reajuste tarifario de +16,4%, compuesto por reajuste económico de +10,5% y reajuste financiero de +5,9%. Retirándose el reajuste financiero del año anterior (0,6%), el efecto medio para el consumidor fue de +15,8%, siendo más grande para los consumidores conectados en Alta Tensión (+17,7%) mientras aquellos conectados en la baja tensión percibieron un incremento reducido, de 15,1%.

Revisión Tarifaria para Enel Distribución Goiás S.A. (2018)

El 16 de octubre de 2018, ANEEL homologó el resultado de la revisión de Enel Distribución Goiás, a partir del 22 de abril de 2018.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 18,54%, siendo del 26,52% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 15,31% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Recarga de vehículos eléctricos

Por medio de la Resolución Normativa N° 819 de 2018, ANEEL estableció los procedimientos para las actividades de recarga de vehículos eléctricos.

La distribuidora puede, a su criterio, instalar estaciones de recarga en su área de concesión destinadas a la recarga pública de vehículos eléctricos, debiendo ser clasificadas en la subclase estación de recarga de vehículos eléctricos de la clase consumo propio (Tarifas de Grupo A - MT y AT o Tarifa B3 - BT).

En el caso de que se produzca un ingreso en la estación de recarga de la distribuidora, ésta puede darse a precios libremente negociados, aplicando a la actividad los procedimientos y las condiciones para la prestación de actividades accesorias, en los términos de la Res. 581/2013 (reversión parcial a modicidad tarifaria y contabilización separado).

La prestación de actividades recarga de vehículos eléctricos por la distribuidora se da por su cuenta y riesgo, y los activos que componen la infraestructura de las estaciones de recarga no compondrán su base de activos.

Se permite la recarga de vehículos eléctricos de propiedad distinta del titular de la unidad consumidora, incluso para fines de explotación comercial a precios libremente negociados.

La instalación de estación de recarga deberá ser comunicada previamente a la distribuidora, en caso de instalación, resulte en la necesidad de creación o alteración de la unidad consumidora.

Las informaciones de las estaciones de recarga deben ser enviadas por la distribuidora a ANEEL, cada seis meses y de forma consolidada (enero y julio).

En caso de que sea necesaria la adecuación en la red eléctrica y del sistema de medición, los costos seguirán los criterios dispuestos en la reglamentación vigente.

Cualquier consumidor interesado podrá registrar junto a ANEEL, por medio de formulario propio, la estación de recarga en unidad consumidora de su titularidad.

Los equipos de recarga públicos deben ser compatibles con protocolos abiertos de dominio público para la comunicación y la supervisión y control remoto.

Los equipos de recarga de vehículos eléctricos deberán observar las normas y los estándares establecidos por la distribuidora, así como las demás normas aplicables expedidas por los órganos oficiales competentes, incluyendo la reglamentación de ANEEL.

Se prohíbe la inyección de energía eléctrica en la red de distribución a partir de los vehículos eléctricos, así como la participación en el Sistema de compensación de energía (Res. 482).

Se aplican integralmente las reglas de resarcimiento de daños eléctricos a las instalaciones de recarga de vehículos eléctricos, pudiendo la distribuidora establecer normas específicas de seguridad eléctrica para las instalaciones (sólo BT).

Enel Generación Fortaleza

La Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza (CGTF), planta térmica del grupo Enel en Brasil movida a gas natural, tuvo controversia con Petrobras, suministrador de gas de la planta. La planta térmica aseguró su suministro de combustible bajo decisiones liminares de la justicia, haya visto la rescisión unilateral del contrato de suministro por Petrobras. La planta fue construida bajo las directrices del Programa Prioritario de Termoelectricidad (PPT), programa de gobierno establecido durante el periodo de escasez hídrica y racionamiento de energía que ocurrió en el país en 2001 que pretendía estimular la construcción de plantas termoeléctricas en el sistema. Para ello, el gobierno aseguró el financiamiento de los proyectos por el BNDES, así como el suministro de combustible por Petrobras por hasta 20 años. La fórmula de reajuste del precio de gas de los contratos de combustible era regulada y definida a través de Portaria Interministerial publicada por el Ministerio de Minas y Energía y Ministerio de Economía.

En ese contexto, Enel accionó la justicia contra Petrobras con miras a reestablecer el suministro de gas a la usina, alegando que Petrobras no podría rescindir unilateralmente el contrato una vez que éste era garantizado por la Unión a través de un programa de gobierno, el PPT. Nosotros conseguimos una liminar que determinaba a Petrobras el suministro de gas para la planta, que fue rechazada el 02/07/2018. Enel recurrió a la decisión y en la instancia judicial, la Corte Especial del Tribunal Regional Federal (TRF) ha concedido una nueva liminar para obligar la Petrobras a retornar el suministro del gas a la CGTF en las condiciones del contrato firmado en el ámbito del PPT. El 11 de diciembre de 2018, Petrobras fue notificada de la decisión, la cual seguirá vigente hasta el juzgamiento del pedido de extinción de todos los procesos judiciales existentes que, por interés común, las partes someterán en 31 de agosto de 2020.

Propuesta de solución para la falta de liquidez del mercado a corto plazo

El mercado a corto plazo brasileño está sin liquidez desde 2015, año en que varios límites en la justicia se concedieron a los generadores hidráulicos por su asunción de riesgos no hidrológicos. Esto porque el despacho térmico realizado fuera del orden de mérito de costo, la importación de energía sin garantía física y el impacto de las usinas estructurantes (usinas Belo Monte, Jirau y Santo Antonio) desplazaron su generación y las expusieron al mercado a corto plazo por cuenta de factores no administrables y ajenos al riesgo hidrológico. De esta forma, las liminares eximían a los generadores hidráulicos a pagar sus deudas en el mercado a corto plazo, valor que hoy llega a R$ 8 mil millones y representa cerca de 70% del valor contabilizado total del mercado.

Después de la publicación de la Ley 14.052/2020, el 8 de septiembre de 2020, que establece nuevas condiciones para la renegociación del riesgo hidrológico, la ANEEL abrió una consulta pública para regular la compensación de los riesgos no hidrológicos asumidos por las centrales hidráulicas durante el periodo de 2013 hasta el momento. El plazo de aportes finaliza el 23 de octubre de 2020 y, luego de la publicación de una Resolución Normativa, los agentes conocerán la compensación económica individual por planta y el respectivo plazo de prórroga de su concesión, limitado a 7 años. En posesión de esta información, sujeto a la renuncia de los procesos judiciales y al pago de sus deudas hasta ahora sostenidas por medidas cautelares, los agentes podrán celebrar el contrato con ANEEL dentro de los 60 días posteriores al conocimiento de los resultados.

REN 823/2018 - Regularización de tierras

A partir del 1 de enero de 2019, la empresa de distribución de electricidad ya no es responsable de las inversiones necesarias para la construcción de las obras de infraestructura básica de las redes de distribución de electricidad destinadas a la regularización del terreno y el cumplimiento de los proyectos de múltiples unidades de consumo. De esta manera, los distribuidores de energía dejaron de realizar inversiones obligatorias, con un beneficio para su flujo de caja.

Despacho N ° 18, de 4 de enero de 2019

La ANEEL, en el uso de sus atribuciones regimentales, recibió la decisión liminar judicial determinando la suspensión del inciso II del artículo 113 de la Resolución 414/2010, ordenando que, cuando ocurra un error de facturación por motivos atribuibles a la distribuidora, el límite de retroceso de la devolución a los consumidores será de 10 años en lugar de 36 meses, según determina la resolución.

Reajuste tarifario Enel Distribución Rio (2019)

La Revisión tarifaria de Enel Rio fue aprobada, en carácter provisional, el 13 de marzo de 2018, conforme Resolución Homologatoria n° 2.377, cuando las tarifas fueron reposicionadas en el 21,04%.

En ese momento, quedaron provisionales los valores de Base de Remuneración Regulatoria - BRR y la trayectoria de pérdidas no técnicas, de 2019 a 2022.

El cálculo definitivo de estos temas ocurrió en el Reajuste Tarifario de 2019. En función del cálculo definitivo de la base de remuneración, se sumaron BRL 20.052.539,92 a la Parcela B y la diferencia entre lo aprobado en 2018 y el valor definitivo de 2019 resultó en BRL 21.819.141,88, a precio de marzo de 2019, incluidos como ítem financieros en el Reajuste Tarifario de 2019.

En el caso de las pérdidas no técnicas se definieron los siguientes valores: 19,80%(2019), 19,39% (2020), 18,98% (2021) y 18,57% (2022).

El reajuste tarifario de Enel Distribución Rio fue homologado por ANEEL en el 12 de marzo de 2019, con un efecto promedio percibido por los consumidores de 9,70%, siendo del 9,72% para los consumidores de baja tensión y del 9,65% para los clientes de media y alta tensión.

Este reajuste tuvo validez de 15 de marzo de 2019 hasta 31 de marzo de 2019.

ANEEL autoriza a CCEE a concluir acuerdo con bancos para pago de cuenta ACR

ANNEL autorizó a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) a concluir un acuerdo con un grupo de ocho bancos para anticipar la aprobación de la gestión de la llamada Cuenta-ACR. La medida va a retirar BRL 8,4 mil millones de las tarifas de energía eléctrica hasta 2020 y permitir una atenuación media de los reajustes de las tarifas del 3,7% en 2019 y del 1,2% en 2020.

La cuenta-ACR fue un mecanismo de transferencia de recursos a las distribuidoras para cubrir los costos con exposición involuntaria en el mercado a corto plazo y el despacho de termoeléctricas entre febrero y diciembre de 2014. Para respaldar la cuenta, CCEE fue autorizada a contratar operaciones crédito con los bancos, resarcidas por los consumidores a partir de noviembre de 2015, mediante la recogida de carga en la tarifa de energía eléctrica hasta abril de 2020.

ANEEL incorporó los efectos del acuerdo a las tarifas de las empresas que tuvieron los reajustes definidos entre diciembre de 2018 y marzo de 2019 por medio de una revisión tarifaria extraordinaria: Cepisa, Ceron, Electroacre, Energisa Borborema, Light y Enel Rio.

Revisión Extraordinaria de tarifa Enel Distribución Rio (2019)

La revisión extraordinaria fue necesaria debido a la decisión del Directorio de ANEEL del 20 de marzo de 2019, que autorizó a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) a concluir el acuerdo con el grupo de ocho bancos para anticipar el pago de la llamada CDE Conta- ACR para septiembre de 2019.

Esta decisión fue reflejada en la tarifa de Enel Rio que pasó a ser del 7,59% (promedio para todos los consumidores), siendo que para los consumidores de baja tensión alteró el aumento de 9,72% a 7,49% y para los clientes de media y alta tensión el índice aprobado pasa de 9,65% a 7,89%.

La revisión se aplicará del día 1 de abril de 2019 hasta 14 de marzo de 2020.

Resolución Normativa ANEEL nº 843/2019

El 5 de abril de 2019, ANEEL aprobó nuevos criterios y procedimientos para la preparación del Programa de Transacción de Energía Mensual - PMO y para la formación del Precio de Liquidación de Diferencias - PLD; deroga el único párrafo del art. 4 de la Resolución 290 de ANEEL del 3 de agosto de 2000, así como deroga las Resoluciones 402 de ANEEL del 21 de septiembre. 2001; 282, de fecha 10/01/2007; 440, del 5 de julio de 2011; 476, de 13.03.2012; 477, 13.03.2012; y 799, de fecha 12.19.2017.

Revisión de tarifa Enel Distribución Ceará (2019)

El 18 de abril de 2019, ANEEL aprobó el resultado de la quinta revisión periódica de tarifas de Enel Distribución Ceará, efectiva a partir del 22 de abril de 2019, consolidada a través de las contribuciones realizadas en la Audiencia Pública 004/19.

El resultado lleva a un efecto percibido promedio por parte del consumidor de 8,22%, que es de 7,87% para consumidores conectados en alta tensión y 8,35% para consumidores conectados a baja tensión. Se corrigió el componente T del factor X para 1,17%, pérdidas técnicas de 9,52% en energía inyectada y pérdidas no técnicas de 7,56% en el mercado de BT.

Reajuste Enel CIEN (2019)

La resolución N° 2.565, de 25 de junio de 2019, estableció los ingresos anuales permitidos (RAP) para las concesionarias de servicio público de transmisión de energía eléctrica, por la disponibilidad de las instalaciones de transmisión bajo su responsabilidad.

Los valores de Enel CIEN son: Garabi I (RAP: BRL 180.711.108,53 y PA: BRL -6.391.867,71) y Garabi II (RAP: BRL187.722.462,73 y PA: BRL -6.662.275,47).

El 19 de julio 2019 fue entregado a ANEEL el Informe de Evaluación de los Activos de Enel Cien para la revisión del RAP. El Laudo será fiscalizado por el regulador, aún sin fecha definida, y las nuevas tarifas definidas hasta Julio de 2020.

Resolución Normativa ANEEL nº 847/2019

El 4 de julio de 2019, ANEEL revocó la resolución normativa ANEEL 709, de 5 de abril de 2016 sobre disposiciones relativas al desarrollo de actividades operativas y de holding por parte de los concesionarios de servicios públicos transmisión de energía.

Resolución Normativa ANEEL nº 849/2019

El 8 de julio de 2019, ANEEL modificó el artículo 1 de la Resolución Normativa 792, 28/11/2017, extendiendo por 6 meses el Programa Piloto de Respuesta a la Demanda.

Resolución Normativa ANEEL nº 853/2019

El 16 de agosto de 2019, ANEEL estableció las disposiciones relativas a la calidad del servicio público de transmisión de energía eléctrica, asociadas con la disponibilidad y capacidad operativa de las Funciones de Transmisión de Transmisión - Convertidor FT; modifica la Resolución Normativa ANEEL 729, de fecha 28 de junio de 2016, la Resolución Normativa ANEEL 191, de 12 de diciembre de 2005 y la Resolución Normativa ANEEL 669, de fecha 14 de julio de 2015. Las nuevas reglas entran en vigor el 1 de enero de 2020.

Resolución Normativa ANEEL nº 854/2019

El 16 de agosto de 2019, ANEEL modificó el artículo 24 de la Resolución Normativa 414/2010, con la reducción del periodo de horas a considerar para el consumo diario de electricidad para el alumbrado público o para el alumbrado de las carreteras internas de los condominios.

Resolución Normativa ANEEL nº 863/2019

El 3 de diciembre de 2019, ANEEL implementó mejoras en los procedimientos de medición y lectura para accesos conectados a la distribución. Los cambios tienen como objetivo hacer coincidir los requisitos y las reglas de medición aplicables a los mercados libres y cautivos para facilitar la migración de los consumidores de un régimen a otro, como la facturación al consumidor de media y alta tensión (Grupo A) considerando el mes calendario, como ya se hizo para los consumidores en el mercado libre. Además, la nueva regla permite la auto lectura del medidor de energía para todos los consumidores del grupo B, como lo hace la clase rural. En este contexto, la Junta Directiva de ANEEL citó la aprobación del proyecto piloto de auto lectura ENEL São Paulo.

Resolución Normativa ANEEL nº 868/2019

El 23 de diciembre de 2019, ANEEL cambió los porcentajes de beneficios de reducción de tarifas aplicables a los consumidores de clase rural. La aplicación del nuevo porcentaje de subsidios en cada año debe hacerse después de la aprobación de los respectivos reajustes o procedimientos de revisión de tarifas ordinarias de cada distribuidor.

Revisión Tarifaria Enel Distribución São Paulo (2019)

El 2 de julio de 2019, ANEEL homologó el resultado de la Quinta Revisión Tarifaria Periódica de Enel Distribución Sao Paulo, a partir del 4 de julio de 2019, consolidada tras la evaluación de las contribuciones aportadas en la Audiencia Pública nº 011/2019.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 7,03 %, siendo de 8,46% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y de 6,48% para los conectados en Baja Tensión – BT.

En la Revisión fueron definidos parámetros que regirán por 4 años, hasta la próxima revisión en 2023. Tales parámetros son: pérdidas técnicas y no-técnicas (comerciales), RAB, costes operacionales, bad debt y Factor X (de productividad y de trayectoria de costes operacionales regulatorios).

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Goiás S.A. (2019)

El 22 de octubre de 2019, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución Goiás, a partir del 22 de octubre de 2019. El efecto promedio que percibirán los consumidores es -3,90% y consistió en (i) ajuste económico de -4,42%, con -5,18% de Parcela A y + 0,76% del Parcela B y (ii) componentes financieros de + 6,25%. Descontando los componentes financieros considerados en el último proceso tarifario del 5,73%.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de -3,90 %, siendo de -2,89% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y de -4,32% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Rio (2020)

El 10 de marzo de 2020, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución Rio, a partir del 15 de marzo de 2020.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de +2,71 %, siendo de +3,38% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y de +2,48% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Reajuste Tarifario para Enel distribución Ceará 2020

El 14 de abril de 2020, ANEEL aprobó el reajuste tarifario de Enel Ceará, con efecto medio de 3,94% para los consumidores finales. El regulador pospuso los aumentos de tarifas para los próximos tres meses, reaccionando a la emergencia económica creada por la crisis COVID-19 y con el objetivo de proteger a los clientes cautivos. Las tarifas permanecerán congeladas hasta el 30 de junio de 2020 y se ajustarán el 1 de julio de 2020.

Cabe señalar que la pérdida de ingresos debido a la no aplicación de las nuevas tarifas en el período mencionado se compensará con el aplazamiento del pago de las cuotas del CDE, para las competencias de mayo, junio y julio de 2020. Dichos pagos serán debidamente ajustados por la tasa Selic y recompuestos al fondo del CDE por Enel Ceará en hasta 5 cuotas iguales a partir de agosto de 2020. Por fin, la diferencia en los ingresos de la tarifa aprobada y la tarifa extendida será ajustada por el mercado que ocurra hasta el 30 de junio de 2020 y considerada en el proceso tarifario posterior.

Designación CIEN

En 19 de junio el Ministerio de Minas y Energía publicó ordenanza n° 255, la cual define por la designación oficial a Enel CIEN para continuar operando las instalaciones de Garabi 1 hasta que se designe un nuevo operador a través del proceso de licitación, probablemente a partir de AGO/22. Hasta referida fecha, Enel CIEN recibirá ingresos anuales (RAP) calculados con bases en los criterios y la metodología actuales.

Revisión Tarifaria Enel Cien (2019)

Por medio de la resolução Homologatoria 2700, del 23 de junio de 2020, ANEEL aprobó el resultado final de la revisión tarifaria de Enel Cien, referente a 2019, que era provisoria.

Los nuevos ingresos anuales permitidos entrarán en vigencia retroactivamente a partir del 1 de julio de 2019 y aun serán actualizados cuando ocurrir el reajuste tarifario de 2020.

Los valores de Enel CIEN son: Garabi I (RAP: BRL 145.870.451,38) y Garabi II (RAP: BRL 175.884.264,79).

Reajuste Tarifario Enel Distribución São Paulo (2020):

El 30 de junio de 2020, ANEEL aprobó el reajuste tarifario de Enel São Paulo, con efecto medio de 4,23% para los consumidores finales, siendo del 6,00% en promedio, para los consumidores conectados en la Alta Tensión y del 3,58% para los consumidores conectados en la Baja Tensión.

Vale mencionar que el reajuste ya consideró los efectos debido a la anticipación de la cuenta COVID-19 (ver nota 10.a.i), reduciendo así un mayor aumento de tarifas para el consumidor, que sin ese recurso sería de 12,22%.

Reajuste Tarifario Enel CIEN (2020)

La resolución nº 2.725, de 14 de julio de 2020, estableció los ingresos anuales permitidos (RAP) para las concesionarias de servicio público de transmisión de energía eléctrica, por la disponibilidad de las instalaciones de transmisión bajo su responsabilidad.

Los valores de Enel CIEN son: Garabi I (RAP: BRL 148.620.461,29 y PA: BRL -34.591.321,34) y Garabi II (RAP: BRL 179.251.086,59 y PA: BRL -12.198.352,85).

Resolución Normativa ANEEL nº 874/2020

El 10 de marzo de 2020, ANEEL homologó la nueva metodología para el cálculo y la periodicidad de la actualización de la tasa de remuneración del capital regulatorio (WACC) utilizada para revisar la tarifa o los ingresos de los distribuidores, transmisores y generadores de energía eléctrica.

La WACC será actualizada y publicada anualmente por ANEEL. Cada año se aplicará la tasa vigente en los procesos de revisión que ocurran en ese año. Entonces, solo en 2023 Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Goias, Enel Distribución Rio y Enel Distribución Ceará conocerán la WACC que se aplicará para su próxima revisión tarifaria. Vale señalar que ANEEL también definió la WACC para los transmisores que deberían tener su Revisión Tarifaria en 2019 pero se pospuso para 2020 (caso de Enel Cien). Para estas empresas, la WACC aprobada es del 7,39%.

La nueva metodología prioriza el uso de datos del mercado brasileño, introdujo una prima de riesgo adicional para el segmento de distribución y el costo de capital propio se obtiene por el promedio del período de cinco años.

Resolución Normativa ANEEL nº 877/2020

ANEEL aprobó el 17 de marzo de 2020 la revisión metodológica del Factor Xp, asociado a la productividad (componente de Pd), aplicable a los distribuidores a partir del 1 de abril de 2020. El propósito de la nueva metodología es reflejar la historia reciente de ganancias de productividad y las variaciones cíclicas del mercado.

Para las empresas cuyos contratos de concesión no se han extendido, el valor del Factor Xp se define en la revisión de tarifas, quedando fijado en posteriores ajustes tarifarios, entonces, para Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará, el ajuste del factor Xp solo se aplicará en 2023. En el caso de distribuidores con un nuevo contrato (Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Rio), el valor del componente se calcula en los ajustes tarifarios anuales, basados en datos actuales.

Resolución Normativa ANEEL nº 878/2020

Estableció, durante 90 días (desde el 24 de marzo de 2020), medidas para preservar la prestación del servicio público de distribución de electricidad debido a la emergencia pública relacionada con la pandemia de COVID-19, entre las cuales se encuentran: prohibir la suspensión del suministro de acuerdo a unidades de consumo – clientes residenciales de áreas urbanas y rurales -, permitir la suspensión de la entrega de la factura mensual impresa a los consumidores, reemplazándola por facturas electrónicas o con códigos de barras, priorizar servicios de emergencia y aquellos destinados a atender servicios esenciales, entre otras varias medidas, para contribuir a las acciones de aislamiento social y priorizar el suministro de energía eléctrica continuo y confiable.

Medida Provisional n° 950/2020 del Gobierno Federal

Aumentar al 100% el descuento de los consumidores de la Tarifa Social con una facturación de hasta 220 KW / mes, entre abril y junio, destinando recursos de CDE para esta cobertura, así como permitir que los recursos financieros sean tomados por CDE para hacer frente a los impactos en el sector eléctrico resultantes de la pandemia de COVID-19.

Despacho ANEEL nº 986/2020

La diferencia de precios Spot en 2019 llevó CCEE a un monto de BRL 2 mil millones. En 7 de abril, ANEEL aprobó el traspaso de este surplus a los consumidores libres (BRL 500 mil millones) y las distribuidoras (BRL 1,4 mil millones) para costos futuros de cargos de servicios ancilares y restricciones de operación.

Reducción Cargos de Transmisión

Como medida para proporcionar liquidez al Sector Eléctrico debido a los efectos de la COVID-19, el 20 de abril de 2020 ANEEL aprobó medidas para facilitar el pago de los cargos de transmisión por parte de las distribuidoras y consumidores libres.

La principal medida fue la anticipación de los efectos financieros de la Parcela de Ajuste para los meses de abril, mayo y junio de 2020. El efecto inmediato es de BRL 144 millones en descuentos en los cargos por el uso del sistema de transmisión por las distribuidoras (90%) y los consumidores libres (10%), con descuentos similares en los meses de mayo y junio.

Decreto n° 10.350/2020

El 18 de mayo de 2020, el gobierno publicó Decreto que reglamentó la cuenta COVID-19, préstamo de rescate del sector a empresas de distribución en respuesta a la pandemia COVID-19.

La cuenta COVID-19 consiste en un préstamo obtenido de un grupo de bancos públicos y privados, destinado a preservar la liquidez de las empresas del sector y, al mismo tiempo, aliviar los impactos de la crisis por parte de los consumidores.

ANEEL establecerá cuotas específicas en la CDE para amortizar las operaciones contratadas, con la creación de un cargo tarifario adicional (CDE Covid), que se incluirá en los reajustes tarifarios de 2021, y permanecerá en las tarifas hasta que el préstamo esté totalmente amortizado.

Vale resaltar que hasta el fin de 2020 ANEEL discutirá en consulta pública la repartición de cargos financieros de la Cuenta COVID entre distribuidores y consumidores.

Despacho ANEEL nº 1.511/2020

Debido a la pandemia de covid-19, ANEEL en 1 de junio de 2020 suspendió, de manera excepcional y temporal, la aplicación del sistema de Banderas Tarifarias, hasta el 31 de diciembre de 2020.

Resolución Normativa ANEEL nº 885/2020

Publicada el 23 de junio de 2020, la resolución normativa nº 885/220 regula el decreto nº 10.350/20 y estableció (i) la estructura de costos de la cuenta COVID-19, (ii) las condiciones para la transferencia de fondos, (iii) la forma en que se administra la cuenta, (iv) la estructura de cargos para la amortización de las operaciones financieras, (v) la liquidación de operaciones de crédito, (vi) cláusulas del plazo de aceptación de las disposiciones del decreto y (vii) límites en la recaudación de fondos por parte de las Distribuidoras, por un monto total de BRL 16 mil millones.

Resolución Normativa ANEEL nº 888/2020

Publicada el 09 de julio de 2020, la resolución normativa nº 888/2020 regula las condiciones de suministro de electricidad para el servicio de alumbrado público.

Los distribuidores de electricidad ya no podrán cobrar por la recaudación del impuesto municipal (COSIP) después de la próxima revisión tarifaria. Hasta entonces, el cargo está limitado al 1%.

Además, será necesario compensar las transgresiones de indicadores descontar los períodos de interrupciones en el suministro en la facturación de consumo para alumbrado público, y se debe instalar una medición para circuitos exclusivos.

Resolución Normativa ANEEL nº 889/2020

La resolución normativa nº 889/220 cambia las disposiciones regulatorias sobre la responsabilidad de implementación de la infraestructura eléctrica de interés social.

El Poder Público se hace responsable de financiar o ejecutar el trabajo para implementación de infraestructura esencial relacionada con la red de distribución interna e implementación del trabajo que conecta casas de interés social y, si no, debe notificar formal y justificadamente el distribuidor para llevar a cabo tales trabajos e incorporar esta infraestructura en sus activos fijos.

Medida Provisional n° 988/2020 del Gobierno Federal

El Gobierno Federal firmó el 1ro de septiembre Medida Provisional con medidas especiales con el objetivo de reducir las tarifas en el período de la pandemia y también en el mediano y largo plazo. La medida tiene vigencia por 120 días, cuando pierde sus efectos. Se espera que, en este tiempo, una Ley sea promulgada con el mismo contenido.

Despachos ANEEL nºs 2177/20, 2353/2020 y 2640/20

Fijaron los valores de los recursos de la Cuenta Covid transferidos a las concesionarias de distribución, recibidos en julio, agosto y septiembre.

Despacho ANEEL nº 2.508/2020

El Despacho nº 2.508/20 aprobó los valores de exposición involuntaria y sobrecontratación de los agentes de distribución para los años de 2016 y 2017.

Colombia

En 1994, se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea un ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

El mercado eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales o a través de un mercado de corto plazo denominado “Bolsa de Energía”, que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Además, para promover la expansión del sistema se cuenta con dos mecanismos: i) las subastas de Energía Firme del esquema de “Cargo por Confiabilidad” y ii) las subastas de contratos de largo plazo como fomento a las Fuentes Renovables no Convencionales de Energía (FRNCE). La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Con el objeto de promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Se crea la Ley 1715 de 2014, "Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.", que busca, además, promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establece en el año 2019, las reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible. La CREG considera necesario establecer un marco regulatorio que, además de las reglas específicas de mercado y de obligaciones, defina reglas de comportamiento generales que promuevan y permitan profundizar en: el libre acceso a las redes y facilidades que por su naturaleza son monopolios, la libre elección de prestadores de servicio y la posibilidad de migración de usuarios, la transparencia, la neutralidad, la eficiencia económica, la libre competencia y la no utilización abusiva de la posición dominante.

A raíz de la coyuntura mundial y nacional ocasionada por la pandemia COVID-19, en marzo de 2020 el Gobierno Nacional declaró el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en todo el territorio nacional y ordenó el aislamiento preventivo obligatorio de todos los habitantes del territorio; estas medidas han generado la expedición de diferentes normas y regulación transitoria por parte del MME, la CREG y la SSPD entre otras, que buscan garantizar la continua prestación de los servicios públicos domiciliarios, la estabilidad en su prestación y mitigar los efectos económicos y sociales en el sectores de energía eléctrica y gas natural.

El Gobierno Nacional ha publicado los documentos finales con los análisis y propuestas de la “Misión de Transformación Energética”, que se constituirá en hoja de ruta del sector, como guía de las principales transformaciones que se adoptarán a futuro.

Esta misión estuvo conformada por 20 expertos nacionales e internacionales y presentó en el mes de enero de 2020 sus recomendaciones para seguir avanzando hacia un servicio de energía eléctrica eficiente, confiable y sostenible, en beneficio de los usuarios. La Misión también plantea una serie de propuestas encaminadas a fortalecer y modernizar las instituciones y entidades del sector, y lograr una mayor coordinación que les permita responder a los nuevos desafíos del sector eléctrico. Las recomendaciones de la Misión se socializaron y fueron puestas a disposición de los agentes del sector para revisión y comentarios, estos fueron enviados en el mes de febrero del 2020.

Perú

Las normas principales que integran el marco regulatorio para las actividades eléctricas en Perú son:

- Ley de Concesiones Eléctricas (D. Ley N° 25844) y su Reglamento (D.S. N° 09-93-EM).
- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832), y las modificaciones a los Reglamentos, D.S. N° 019-2007-EM (Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los usuarios regulados del SEIN), D.S. N° 027-2007-EM (Reglamento de Transmisión), D.S. N° 052-2007-EM (Reglamento de licitación de suministro de electricidad), D.S. N° 022-2009-EM (Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad) y D.S. N° 026-2016-EM (Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad).
- Decreto Legislativo de promoción de generación con fuentes renovables no convencionales en el Perú (D. Leg N° 1002) y su Reglamento (D.S. N° 050-2008-EM).
- Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú (D. Leg N° 1221) y su Reglamento (D.S. N° 018-2016-EM).
- Decreto Legislativo que modifica diversas normas del marco normativo eléctrico del Perú (D. Leg N° 1041) y su Reglamento (D.S. N° 001-2010-EM).
- Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País (Ley N° 29970) y su Reglamento (D.S. N° 038-2013-EM).
- Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico (Ley N° 26876) y su Reglamento (D.S. N° 017-98-ITINCI).
- Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería "OSINERGMIN" (Ley N° 26734) y su Reglamento (D.S. N° 054-2001-EM).
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (D.S. N° 020-97-EM).
- Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (D.S. N° 014-2019-EM)
- Ley Marco sobre el Cambio Climático (Ley N° 30754).

La Ley N° 25844 indica que el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollada por una misma empresa. El sistema eléctrico peruano está conformado por un solo sistema eléctrico denominado Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de algunos sistemas eléctricos aislados.

De acuerdo con la Ley antes mencionada, la operación de las empresas de generación se sujetará a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES administra las transferencias de potencia y de energía entre las generadoras considerando las inyecciones y retiros de contratos, y valoriza mensualmente dichas transferencias, así como las compensaciones a los titulares de los sistemas de transmisión y compensaciones a otras generadoras conforme a la regulación establecida por OSINERGMIN al respecto.

La Ley N° 28832 tiene como sus principales objetivos i) asegurar la suficiencia de generación eléctrica eficiente, que reduzca la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y al riesgo de racionamiento por falta de energía; y asegurar al consumidor una tarifa eléctrica competitiva; ii) reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado; y iii) propiciar competencia efectiva en el mercado de generación.

Los principales cambios introducidos por la Ley están referidos a la participación en el mercado de corto plazo de las empresas de generación, las empresas de distribución y los grandes clientes libres, incluyéndose por tanto a distribuidores y clientes libres como integrantes del COES, modificándose la estructura de este organismo. Adicionalmente, se introdujo el mecanismo de licitaciones que deberán seguir las empresas distribuidoras de electricidad para efectos de celebrar contratos de suministro de electricidad con empresas generadoras destinados a abastecer el servicio público de electricidad y optativamente para el caso de usuarios libres.

La venta de energía que efectúen los generadores a distribuidores que estén destinadas al servicio público de electricidad se realizará a través de licitaciones o a través de contratos bilaterales (con precio máximo regulado - Tarifa en barra). El mecanismo de contratación a través de licitaciones tiene por finalidad establecer un mecanismo que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo y precios firmes con empresas distribuidoras.

Mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM se aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento MME). Entre los principales aspectos del Reglamento MME destacan: incorpora la definición “MME” que está conformado por el mercado de corto plazo (“MCP”) y los mecanismos de asignación de servicios complementarios, inflexibilidades operativas y asignación de rentas de congestión. Los participantes autorizados a comprar en el MCP son: los generadores para atender sus contratos de suministro; los distribuidores para atender a sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda; y los grandes usuarios para atender hasta el 10% de su máxima demanda. El COES calculará los costos marginales de energía y costos marginales de congestión, valorizará diariamente con carácter provisional las transacciones en el MME y los resultados se pondrán a disposición de los participantes en el portal web del COES. Las Rentas por Congestión se asignarán entre los participantes conforme a lo establecido en el Procedimiento respectivo. Los participantes deberán contar con garantías de pago de sus obligaciones en el MME, además se incorporan las acciones por parte del COES ante el incumplimiento de las obligaciones de pago por parte de un participante.

El Decreto Legislativo N° 1002, crea un régimen promocional para fuentes de energía renovables no convencionales “RER” mediante subastas para tecnologías específicas con un mecanismo de ingresos garantizados pagado por la demanda mediante un cargo tarifario en el peaje de conexión. Tiene como objetivo incorporar hasta un equivalente del 5% de la demanda de energía eléctrica mediante recursos de energía renovable.

El Decreto Legislativo N° 1221, modifica varios artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas (D. Ley N° 25844), introduciendo principalmente los siguientes cambios en el ámbito de la distribución:

- El Ministerio de Energía y Minas determinará para cada concesionario de distribución una Zona de Responsabilidad Técnica con la posibilidad de ampliar su actual zona de concesión asumiendo zonas rurales aledañas, cuyas obras pueden ser financiadas por el Estado y recibidas por los concesionarios con reconocimiento de costos de operación y mantenimiento reales auditados.
- Establece la realización de estudios y fijación de Valor Agregado de Distribución (VAD) individualmente para cada concesionario de distribución que preste el servicio a más de 50.000 suministros, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.
- El reconocimiento de un cargo adicional para los proyectos de innovación tecnológica previamente aprobados por el OSINERGMIN, equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales.
- Incentivos por mejora de calidad de servicio partiendo de la calidad real hasta alcanzar el valor meta objetivo.

Mediante Decreto Supremo N° 018-2016-EM se modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Las principales modificaciones son: se incorpora la posibilidad de instalar suministros con medición inteligente, la

propiedad de dichas instalaciones será de la distribuidora y sus costos de inversión y O&M serán considerados en el VAD; se publicarán las Zonas de Responsabilidad Técnica (ZRT) propuestas; los proyectos de innovación tecnológica estarán comprendidos en el VAD y se compensarán mediante un cargo por potencia.

Asimismo, con relación a los clientes que pueden optar por pertenecer al mercado regulado o libre, el Decreto Supremo N° 018-2016 mantuvo las siguientes disposiciones:

- El rango para los clientes que pueden optar por ser regulados o libres se mantuvo entre 200 y 2500 kW.
- El cambio de condición debe notificarse al suministrador actual al menos con un año de antelación. El usuario debe mantenerse en la nueva condición al menos por 3 años.
- Los clientes cuya máxima demanda sea mayor a 2500 kW son necesariamente clientes libres.

El Decreto Legislativo N° 1041 modificó diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas (D. Ley N° 25844) y la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832).

Mediante Decreto Supremo N° 001-2010-EM se reglamentó el D. Leg N° 1041, donde se modifica el marco normativo eléctrico para el despacho de gas natural y la remuneración de potencia y energía. Adicionalmente, se crea un régimen especial remunerativo para la reserva fría que sería licitada por PROINVERSION para evitar racionamiento por déficit de generación. En cuanto al régimen de transmisión, finalmente se modificó la responsabilidad de pago de la base tarifaria del Sistema Garantizado de Transmisión para asignarla exclusivamente a los usuarios.

La Ley N° 29970 extiende el mecanismo de ingresos garantizados de la Ley N° 27133 a proyectos de seguridad energética y promueve participación de empresas del Estado en dichos proyectos. Crea un sistema de compensación de costos de gas natural en el norte y sur con cargo al peaje de transmisión. Esta ley crea un mecanismo de subsidio a ser pagado por la demanda eléctrica para financiar infraestructura de gas natural (transporte, almacenamiento, respaldo y otros) y de generación con gas natural que resulte de los procesos de planificación y adjudicación conducidos por el Estado. En este marco se licitó el Proyecto Gasoducto Sur Peruano (GSP), contrato que fue finalizado en febrero 2017 debido a que el concesionario no cumplió con el cierre financiero dentro del plazo contractual establecido.

Mediante Ley N° 30754 se promulgó la Ley Marco Sobre el Cambio Climático. Se rige bajo los principios de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente; la Ley N° 28245, Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, la Política Nacional del Ambiente y la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Permitirá al Estado emitir normas relacionadas con el desarrollo de generación RER, vehículo eléctrico e inversiones sostenibles en consistencia con el Acuerdo de París.

Mediante Decreto Legislativo N° 1394 se modifican artículos de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) y la Ley de Creación del SENACE. El objetivo es fortalecer el funcionamiento de las autoridades competentes con la finalidad de modernizar y asegurar una oportuna y eficiente evaluación de los instrumentos de gestión ambiental.

Mediante Decreto Legislativo N° 1451 se modificó el artículo 122 de la Ley de Concesiones Eléctricas, definiendo los criterios de restricción a la integración vertical u horizontal en el sector. La modificación incorpora disposiciones para aquellos casos de integración vertical que no califiquen como actos de concentración conforme a la normatividad de la materia.

Mediante Decreto Supremo N° 033-2017-EM, se dispone que el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM, entre en vigencia a partir del 1 de enero del 2018.

Mediante Decreto Supremo N° 040-2017-EM se modifican los artículos 95 y 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas relacionados con la operación del sistema en casos de Situación Excepcional y con la información de las unidades de generación entregada por los agentes que impliquen inflexibilidades operativas; se modifica el artículo 7 del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad respecto de la asignación de costos para Inflexibilidades Operativas y se modifica la Décimo Sexta Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos respecto a que en los periodos de Situación Excepcional no se aplican sanciones y/o compensaciones.

Mediante Decreto Supremo N° 043-2017-EM se modifica el artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, estableciendo que las generadoras que usen gas natural como combustible deben declarar el precio único de gas una vez al año con vigencia desde el primero de julio, salvo el primer periodo de declaración. El COES verifica que el valor declarado sea como mínimo el resultado de aplicar una fórmula que considera la Cantidad Diaria Contractual, el consumo especifico, contratos take or pay y el precio de suministro de gas natural sin incluir transporte y distribución.

Mediante Decreto Supremo N° 005-2018-EM, se modifica diversos artículos del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 026-2016-EM, con el objeto de precisar aspectos relacionados con la participación, garantía, incumplimiento, baja o exclusión de los participantes en el MME.

Mediante Decreto Supremo N° 017-2018-EM se establece el Mecanismo de Racionamiento ante situaciones que pongan en emergencia el abastecimiento de gas natural, entiéndase como emergencia el desabastecimiento total o parcial de gas natural en el mercado interno debidamente calificada por el Ministerio de Energía y Minas.

Mediante Decreto Supremo N° 022-2018-EM (modificado por D.S. N° 026-2018-EM) se modifica el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 052-2007-EM, con la finalidad de establecer disposiciones sobre el procedimiento de evaluación de las propuestas de modificación de los contratos resultantes de licitaciones.

Mediante Decreto Supremo N° 014-2019-EM se aprueba el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, el cual tiene por objeto promover y regular la gestión ambiental de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica con la finalidad de prevenir, minimizar, rehabilitar y/o compensar los impactos ambientales negativos derivados de tales actividades en un marco de desarrollo sostenible.

Mediante Decreto Supremo N° 237-2019-EF se aprueba el Plan Nacional de Competitividad y Productividad, cuyo objetivo es impulsar un crecimiento económico que eleve el bienestar de la población en el mediano plazo. Son 9 objetivos prioritarios dentro de los cuales se encuentra la Sostenibilidad Ambiental (OP9), el cual menciona dentro de sus lineamientos (9.1) la Estrategia de financiamiento de medidas de Cambio Climático y (9.4) la Estrategia de energía renovable, electromovilidad y combustibles limpios.

Mediante Resolución Suprema N° 006-2019-EM se crea la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad. Su objeto es realizar un análisis del mercado de electricidad y del marco normativo de los Subsectores Electricidad e Hidrocarburos, en lo relacionado a la provisión de energía eléctrica para el SEIN, a fin de formular propuestas orientadas a la adopción de medidas que garanticen la sostenibilidad y desarrollo del Subsector Electricidad. El plazo de vigencia de la comisión es 24 meses.

Mediante Resolución Osinergmin N° 144-2019-OS/CD se modifica el Procedimiento Técnico del COES Nº 26 “Cálculo de la Potencia Firme”. Dicho parámetro se utiliza para la determinación de ingresos por potencia de los generadores en el COES, así como también del nivel de contratación que pueden alcanzar. A partir de septiembre 2019 la Potencia Firme para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz (previo a la modificación era cero), se determinará considerando la producción de energía en las horas de punta del sistema.

Mediante Resolución OSINERGMIN Nº 161-2019-OS/CD se aprueba el Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN.

Mediante Resolución OSINERGMIN Nº 162-2019-OS/CD se aprueba el Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Mecanismo de Racionamiento de Gas Natural.

Mediante Decreto de Urgencia Nº 013-2019 se estableció un régimen de control previo de operaciones de concentración empresarial con la finalidad de promover la eficiencia económica en los mercados para el bienestar de los consumidores. Se encuentran comprendidos los actos de concentración empresarial que produzcan efectos en el territorio nacional, incluyendo actos de concentración que se realicen en el extranjero, y los agentes económicos que oferten o demanden bienes o servicios en el mercado y realicen actos de concentración que produzcan o puedan producir efectos anticompetitivos en el territorio nacional.

Mediante Decreto de Urgencia Nº 018-2019 se establecieron medidas extraordinarias de promoción de la inversión para impulsar el crecimiento de la economía, mediante la adecuada implementación de la cartera de proyectos priorizados en el Plan Nacional de Infraestructura para la Competitividad (PNIC).

Mediante Resolución OSINERGMIN Nº 207-2019-OS/CD se dispone, de conformidad con la Ley N° 30477, que las empresas concesionarias del servicio público de electricidad retiren el cableado aéreo ubicado en los centros históricos señalados en dicha norma en un plazo de cuatro (4) años.

Mediante Decreto Supremo N° 023-2019-EM se prorroga hasta el 31 de diciembre del 2020 la suspensión de la implementación del Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural aprobado mediante D.S. N° 046-2010-EM. Durante este plazo las operaciones del Mercado Secundario podrán realizarse por medio de acuerdos bilaterales.

Mediante Decreto Supremo N° 013-2019 MINAM se aprueba el Reglamento de la Ley Nº 30754, Ley Marco sobre Cambio Climático. Esta ley permitirá la planificación, articulación, ejecución, monitoreo, evaluación, reporte y difusión de las políticas públicas para la gestión integral del cambio climático que buscan reducir la situación de vulnerabilidad del país, aprovechar las oportunidades de desarrollo bajo en carbono y cumplir con los compromisos internacionales asumidos por el Estado ante la Convención Marco de las Naciones sobre el Cambio Climático.

Mediante el D.S. N° 044-2020-PCM, publicado el 15 de marzo del 2020, se declaró el Estado de Emergencia Nacional por un plazo de quince (15) días calendario ante el brote del Coronavirus en el territorio nacional. Durante dicho período se establece el aislamiento social obligatorio y se restringen, entre otros, los derechos de libertad de reunión y libertad de tránsito, para evitar la propagación del Coronavirus. De igual manera, el D.S. N° 044-2020-

PCM establece que el Estado garantiza el acceso a servicios públicos y bienes y servicios esenciales (fijados en el decreto supremo), actividades para las cuales no aplica la restricción de tránsito.

Mediante el D.U. N° 026-2020, publicado el 15 de marzo del 2020, se establece que los empleadores del sector público y privado pueden modificar el lugar de la prestación de servicios de todos sus trabajadores para implementar el trabajo remoto, tomando en consideración las restricciones impuestas al libre tránsito a través del D.S. N° 044-2020-PCM. Asimismo, la norma suspende por 30 días hábiles el cómputo de los plazos de tramitación de los procedimientos administrativos sujetos a silencio positivo y negativo que se encuentren en trámite a la entrada en vigencia de la norma.

Mediante la Resolución Viceministerial N° 001-2020-MINEM/VME, publicada el 19 de marzo del 2020, se establece que las empresas de generación, transmisión y distribución eléctrica deben: (i) activar sus protocolos de seguridad para salvaguardad a su personal, contratistas o terceros; (ii) priorizar acciones para asegurar la continuidad del servicio eléctrico y (iii) remitir al OSINERGMIN y MINEM sus Planes de Contingencia para asegurar la continuidad del servicio especificando el coordinador a cargo.

Mediante el D.U. N ° 029-2020, publicado el 20 de marzo del 2020, se estableció la suspensión por 30 días hábiles del cómputo de los plazos de inicio y de tramitación de los procedimientos administrativos y procedimientos de cualquier índole, incluso los regulados por leyes y disposiciones especiales, que se encuentren sujetos a plazo, que se tramiten en entidades del Sector Público, y que no estén comprendidos en los alcances de la Segunda Disposición Complementaria Final del Decreto de Urgencia Nº 026-2020; incluyendo los que encuentran en trámite a la entrada en vigencia del presente Decreto de Urgencia.

Mediante la Resolución OSINERGMIN N° 031-2020-OS/CD, publicada el 23 de marzo del 2020, se prorrogó el plazo para la declaración y pago del Aporte por Regulación del mes de febrero de 2020 hasta el último día hábil del mes abril de 2020.

Mediante el D.S. N° 010-2020-TR, publicado el 24 de marzo del 2020, se establecieron precisiones para la aplicación del trabajo remoto. Al respecto, se establece que el empleador está obligado a priorizar y aplicar el trabajo remoto en los trabajadores mayores de 60 años así como en aquellos que padezcan alguno de los siguientes factores de riesgo: hipertensión arterial, diabetes, enfermedades cardiovasculares, enfermedad pulmonar crónica, cáncer, otros estados de inmunosupresión, considerados en el grupo de riesgo por edad y factores clínicos establecido en el documento técnico denominado “Atención y manejo clínico de casos de COVID-19 - Escenario de transmisión focalizada”, aprobado por Resolución Ministerial Nº 084-2020-MINSA y sus modificatorias.

La norma establece que en caso no sea posible el desarrollo del trabajo remoto por la naturaleza de las funciones, se aplica obligatoriamente la licencia con goce de haber sujeta a compensación posterior.

Mediante Resolución OSINERMIN N° 033-2020-OS/CD, publicada el 26 de marzo del 2020, OSINERGMIN aprobó el “Protocolo de Supervisión de Osinergmin durante el estado de emergencia nacional decretado en el país como consecuencia del brote del COVID 19”, en el cual se establece el mecanismo de supervisión durante la etapa de Emergencia Nacional y, además, se establecen los plazos a partir de los cuales se consideran suspendidos los procedimientos de supervisión.

Mediante el D.S. N° 051-2020-PCM, publicado el 27 de marzo del 2020, se prorrogó el Estado de Emergencia Nacional por 13 días calendario, contados a partir del 31 de marzo de 2020.

Mediante el D.U. N° 035-2020, publicado el 03 de abril del 2020, se estableció que las empresas distribuidoras podían fraccionar hasta en 24 meses los recibos emitidos en el mes de marzo de 2020 o que comprendan algún consumo realizado durante el estado de emergencia nacional de los usuarios vulnerables (aquellos con consumo de hasta 100 kWh/mes o usuarios de sistemas eléctricos rurales no convencionales abastecidos con suministros fotovoltaico autónomo). El Estado reconoce intereses compensatorios por el mencionado fraccionamiento, el cual es pagado a las empresas haciendo uso de los recursos del Fondo de Inclusión Social Energético. De igual manera, la norma establece que las empresas no pagarán compensaciones o sanciones por transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales. Se consideraron, además, diversas medidas de índole comercial, entre ellas la suspensión de la actividad de lectura de medidores y de la entrega de recibos físicos (se autoriza a entregarlos por medios digitales), se suspende la obligación de atender físicamente a los usuarios en los Centros de Atención al Cliente y se autoriza a facturar utilizando el promedio de los últimos seis meses previos a partir de lecturas reales

Mediante el D.S. N° 064-2020-PCM, publicado el 10 de abril del 2020, se prorrogó el Estado de Emergencia Nacional hasta el 26 de abril de 2020.

Mediante el D.S. N° 075-2020-PCM, publicado el 17 de abril del 2020, se prorrogó el Estado de Emergencia Nacional hasta el 10 de mayo de 2020.

Mediante la Resolución Ministerial N° 239-2020-MINSA, publicado el 28 de abril del 2020, se aprobaron los "Lineamientos para la vigilancia de la salud de los trabajadores con riesgo de exposición a COVID-19".

Mediante el D.S. N° 080-2020-PCM, publicado el 03 de mayo del 2020, se aprobó el reinicio de las actividades económicas consideradas en la Fase I sujeto a la presentación de los protocolos sanitarios ante el Ministerio de Salud y/o la entidad sectorial correspondiente.

Mediante la Resolución Ministerial N° 128-2020-MINEM/DM, publicada el 06 de mayo del 2020, se aprobó el "Protocolo Sanitario para la implementación de medidas de prevención y respuesta frente al COVID-19 en las actividades del Subsector Minería, el Subsector Hidrocarburos y el Subsector Electricidad", el cual establece las consideraciones que deberán tener en cuenta las empresas del sector eléctrico para la realización de sus actividades. Mediante las Resoluciones Ministeriales N° 135-2020-MINEM/DM y 159-2020-MINEM/DM, publicadas el 12 de mayo y 19 de junio del 2020 respectivamente, se modificó el protocolo antes mencionado.

Mediante la Resolución Ministerial N° 265-2020-MINSA, publicado el 07 de mayo del 2020, se modificaron los "Lineamientos para la vigilancia de la salud de los trabajadores con riesgo de exposición a COVID-19".

Mediante el D.S. N° 083-2020-PCM, publicado el 10 de mayo del 2020, se prorrogó el Estado de Emergencia Nacional hasta el 24 de mayo de 2020. De igual manera, se modificó la clasificación de la población en situación de riesgo, en particular, se estableció que la edad para considerar a una persona en situación de riesgo sería de 65 años (y ya no de 60 años). De igual manera, la norma establece la priorización del trabajo remoto, no obstante, aquellas personas que deseen trabajar de manera presencial pueden firmar una declaración jurada de asunción de responsabilidad voluntaria.

Mediante el Decreto Legislativo N° 1500, publicado el 11 de mayo del 2020, se establecen medidas especiales para reactivar, mejorar y optimizar la ejecución de proyectos de inversión pública y privada ante el impacto del COVID-19, entre las que se encuentran las reglas que permiten ejecutar mecanismos de participación no presenciales para el cumplimiento de las obligaciones de participación ciudadana en los estudios de impacto ambiental para el desarrollo de proyectos de infraestructura y para la elaboración de las líneas base de los estudios ambientales.

Mediante la Resolución Ministerial N° 135-2020-MINEM/DM, publicado el 12 de mayo del 2020, se modifica el protocolo sanitario para la implementación de medidas de prevención y respuesta frente al COVID-19 en las actividades del subsector minero, hidrocarburos y electricidad.

Mediante el D.S. N° 094-2020-PCM, publicado el 23 de mayo del 2020, se prorrogó el Estado de Emergencia Nacional hasta el 30 de junio de 2020. De igual manera, la mencionada norma estableció diversas disposiciones para la "Nueva Convivencia" a fin de prevenir el contagio por COVID-19.

Mediante el D.U. N° 062-2020, publicado el 28 de mayo del 2020, se amplió el rango de clientes que pueden acceder al fraccionamiento de sus recibos a aquellos con un consumo mayor a 100 kWh/mes y menor a 300 kWh/mes. En este caso, la norma establece que el fraccionamiento podrá aplicarse a los recibos del mes de mayo y aquellos que comprendan un consumo durante la vigencia del Estado Emergencia, siendo que el interés compensatorio es en parte subsidiado por el Estado (de acuerdo al rango de consumo) y la diferencia es asumida por los usuarios. Finalmente, la norma también establece que las transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales no darán lugar al pago de compensaciones y sanciones hasta 60 días calendario posteriores a la culminación del Estado de Emergencia.

Mediante el D.S. N° 101-2020-PCM, publicado el 04 de junio del 2020, se aprobó el reinicio de las actividades económicas consideradas en la Fase II de reactivación. La norma estableció que las actividades comprendidas en esta fase (y aquellas en proceso de reactivación en el marco de la Fase I) podían reiniciar sus actividades de manera automática una vez que hubieren registrado su "Plan para la vigilancia, prevención y control de COVID-19 en el trabajo".

Mediante la Resolución Ministerial N° 108-2020-MINAM/DM, publicado el 17 de junio del 2020 se aprueban las disposiciones para realizar el trabajo de campo en la elaboración de la línea base de los instrumentos de gestión ambiental, durante el Estado de Emergencia causado por el COVID-19.

Mediante el D.S. N° 116-2020-PCM, publicado el 26 de junio del 2020, se prorrogó el Estado de Emergencia Nacional hasta el 31 de julio de 2020. La norma estableció la cuarentena focalizada en siete regiones (Arequipa, Ica, Junín, Huánuco, San Martín, Madre de Dios y Áncash) y estableció que el libre tránsito de las personas se encontrará restringido únicamente de 10 pm a 4 am.

Mediante el D.U. N° 074-2020, publicado el 27 de junio del 2020, se creó el "Bono Electricidad", subsidio que cubre los consumos pendientes de pago que se registren en el periodo entre marzo y diciembre 2020 y que no encuentren en proceso de reclamo de los usuarios con consumo de hasta 125 kWh/mes (sujeto a condiciones). Dicho bono cubrirá las deudas hasta por S/ 160, siendo que los recursos serán directamente transferidos a las empresas distribuidoras.

Mediante el D.S. N° 117-2020-PCM, publicado el 30 de junio del 2020, se aprobó el reinicio de las actividades económicas consideradas en la Fase 3 de reactivación. La norma estableció que las actividades comprendidas en esta fase pueden reiniciar sus actividades tras el envío del "Plan para la vigilancia, prevención y control de COVID-19 en el trabajo" al Ministerio de Salud vía correo electrónico.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo del OSINERMGIN N° 079-2020-OS/CD, publicada el 02 de julio del 2020, se aprobó el "Procedimiento especial para la tramitación de los reclamos de los usuarios de los servicios públicos de electricidad y gas natural, derivados de las facturaciones emitidas durante el Estado de Emergencia Nacional". La mencionada norma establece un plazo informativo de 30 días previo al inicio de la interposición de un reclamo con la finalidad que las empresas distribuidoras puedan informar a los usuarios las razones que explican los incrementos de consumo observados durante el período de cuarentena.

Mediante el D.S. N° 006-2020-MINAM, publicado el 04 de julio del 2020 se crea la Comisión Multisectorial de carácter permanente denominada "Comisión de Alto Nivel de Cambio Climático (CANCC)".

Mediante la Resolución de Consejo Directivo del OSINERMGIN N° 080-2020-OS/CD, publicada el 09 de julio del 2020, se aprobó el procedimiento de aplicación del Bono Electricidad. La norma establece las consideraciones que deben tener en cuenta las empresas distribuidoras para la identificación de los beneficiarios del Bono Electricidad y el procedimiento para su ejecución.

Mediante el D.S. N° 129-2020-PCM, publicado el 25 de julio del 2020, se dispuso la cuarentena focalizada en las regiones de Arequipa, Ica, Junín, Huánuco, San Martín, Madre de Dios, Áncash y en diversas provincias de las regiones de Cajamarca y Cusco. Asimismo, se estableció que el libre tránsito de las personas se encontrará restringido de 10 pm a 4 am, salvo en las regiones antes mencionadas donde la restricción empieza a las 8 pm.

Mediante el D.S. N° 135-2020-PCM, publicado el 31 de julio del 2020, se prorrogó el Estado de Emergencia Nacional hasta el 31 de agosto de 2020, manteniéndose las restricciones a la libertad de reunión y de tránsito. De igual manera, se dispuso la cuarentena focalizada en las regiones de Arequipa, Ica, Junín, Huánuco y San Martín, así como en diversas provincias de las regiones de Madre de Dios, Ancash, Moquegua, Tacna, Cusco, Puno, Huancavelica, Cajamarca, Amazonas y Apurímac.

Mediante el D.S. N° 139-2020-PCM, publicado el 20 de agosto del 2020, se dispuso la cuarentena focalizada en diversas provincias de las regiones de Arequipa, Huánuco, Ica, Junín, Madre de Dios, San Martín, Áncash, Apurímac, Cajamarca, Cusco, Huancavelica, La Libertad, Lima, Moquegua, Pasco, Puno, Tacna y Amazonas. Se estableció la restricción a la libertad de tránsito y se establece la inmovilización total para los días domingos a nivel nacional salvo para el personal que labora en las actividades consideradas en la norma.

Mediante el D.S. N° 023-2020-EM, publicado el 23 de agosto del 2020 se incorpora una Disposición Transitoria al Reglamento de Transmisión aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM y establece disposiciones para la ejecución de proyectos vinculantes aprobados en los Planes de Transmisión.

Mediante el D.S. N° 022-2020-EM, publicado el 22 de agosto del 2020, se "Aprueban disposiciones sobre la infraestructura de carga y abastecimiento de energía eléctrica para la movilidad eléctrica"

Mediante el D.U. N° 100-2020, publicada el 26 de agosto del 2020, se dictó medidas para la convocatoria y celebración de Juntas de Accionistas y Asambleas no presenciales y virtuales.

Mediante la Resolución N° 128-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto del 2020 se "Aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia" (PR-21)"

Mediante la Resolución N° 126-2020-OS/CD, publicada el 28 de agosto del 2020 se "Aprueban el Plan de Inversiones en transmisión del período comprendido entre el 1 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2025"

Mediante el D.S. N° 146-2020-PCM, publicado el 28 de agosto del 2020, se prorrogó el Estado de Emergencia Nacional hasta el 30 de setiembre del 2020 y se dispuso la cuarentena focalizada en diversas provincias de las regiones de Cusco, Moquegua, Puno, Tacna, Amazonas, Áncash, Apurímac, Arequipa, Ayacucho, Cajamarca, Huancavelica, Huánuco, Ica, Junín, La Libertad, Lima, Madre de Dios y Pasco. Se estableció la restricción a la libertad de tránsito y se establece la inmovilización total para los días domingos a nivel nacional salvo para el personal que labora en actividades consideradas en la norma.

Mediante el D.U. N° 105-2020, publicado el 10 de setiembre del 2020, se modificó el D.U. N° 074-2020 incluyendo como beneficiarios del "Bono Electricidad" a los clientes con suministro pre-pago y aquellos asociados a suministros colectivos.

Mediante el D.S. N° 151-2020-PCM, publicado el 16 de setiembre del 2020, se dispuso la cuarentena focalizada en diversas provincias de las regiones de Cusco, Moquegua, Puno, Tacna, Amazonas, Áncash, Apurímac, Abancay, Ayacucho, Cajamarca, Huancavelica, Ica, Huánuco, Junín, Lima, Madre de Dios y Pasco. Se establece la restricción

a la libertad de tránsito y se establece la inmovilización total para los días domingos a nivel nacional salvo para el personal que labora en actividades consideradas en la norma.

Mediante el D.S. N° 156-2020-PCM, publicado el 25 de setiembre del 2020, se prorrogó el Estado de Emergencia Nacional hasta el 31 de octubre del 2020 y se mantienen las restricciones al libre tránsito antes dispuestas. Asimismo, se establece la cuarentena focalizada en diversas provincias de las regiones de Apurímac, Abancay, Ayacucho y Huánuco. Se modifica el horario de restricción de tránsito de 11 pm a 4 am, con excepción de las regiones antes mencionadas donde la restricción inicia a las 8 pm.

Mediante el D.S. N° 157-2020-PCM, publicado el 25 de setiembre del 2020, se aprobó el inicio de la Fase 4 de la Reanudación de Actividades a partir del 1 de octubre del 2020 con excepción de aquellas zonas que se encuentran en cuarentena focalizada. Dicha norma incrementa el aforo de las tiendas comerciales a 60% y de restaurantes al 50%, permite el transporte marítimo y aéreo internacional, la atención en clubes y asociaciones, entre otras actividades.

Energías renovables no convencionales

- *En Brasil,* ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por la Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.

  No existe un porcentaje vinculante de participación de energías renovables no convencionales en la matriz energética brasileña y el plan de expansión es un plan indicativo con un pronóstico de expansión de 10 años de todas las fuentes. Este plan es actualizado anualmente por EPE.

  El estímulo de participación de fuentes renovables en la matriz energética brasileña tiene en cuenta dos descuentos en las Tarifas de Uso del Sistema de Distribución ("TUSD") y Tarifas de Uso del Sistema de Transmisión ("TUST") y el gran potencial energético de estas fuentes en el país.

  Este gran potencial energético de las fuentes renovables se verifica en las subastas en Brasil. En junio de 2019 hubo la subasta A-4 específico para las fuentes de energía eólica, solar, hidroeléctricas, PCH, CGH y Biomasa, con precio promedio BRL137,50 140,82 MWh

  Además, a finales de 2019, la subasta (A-6) aunque con participación de las termoeléctricas, fue relevante la participación de las fuentes renovables: Hidro 14,94%, Eólica 34,92%, Solar 17,79%, mientras que Termo 32,35%.

- *En Colombia,* en 2014 se promulgó la Ley N° 1.715, creando un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto N° 2.469 de 2014, el cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración.

  La reglamentación expedida por la CREG se ha orientado a permitir la participación de las Fuentes Renovables no Convencionales de Energía (FRNCE) en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, así mismo se ha fomentado regulatoriamente la participación de la demanda por medio de la autogeneración a gran y pequeña escala.

  En septiembre 2017, el Ministerio de Minas y Energía emitió el decreto 1543, por el cual se reglamente el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE, cuyo objetivo es financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía, a través de su fomento, promoción, estímulo e incentivo, a través del patrimonio autónomo.

  En febrero se expidió la Resolución CREG 030 de 2018 con los procedimientos simplificados para autorizar la conexión de Autogeneradores Distribuidos de Pequeña Escala (menores a 1 MW), Autogeneradores de Gran Escala hasta 5 MW y Generadores Distribuidos (definidos hasta 0,1 MW) que emplean Fuentes de Energías Renovables No Convencionales (FNCER). En el caso de recursos menores a 100 kW se definió un procedimiento mediante un formulario de registro ante el Distribuidor, sin necesidad de estudios de conexión que supone plazos muy cortos de revisión de la solicitud (5 días), así como de pruebas y conexión (2 días), que exige en todo caso condiciones técnicas mínimas en materia de protecciones y seguridad eléctrica.

  En marzo se expide el Decreto del Ministerio de Minas y Energía N° 0570 de 2018, por el cual se dictan los lineamientos de política pública para la contratación de Energía de Largo Plazo. Los objetivos del Decreto son: fortalecer la resiliencia de la matriz de generación a través de la diversificación del riesgo, promover la competencia y la eficiencia en la formación de precios a través de proyectos nuevos y existentes, mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático, a través del aprovechamiento de los recursos renovables disponibles, fortalecer la seguridad energética nacional y reducir las emisiones de GEI, de acuerdo con

compromisos COP 21. El Ministerio de Minas y Energía, la CREG, la UPME, y demás entidades competentes, tienen un plazo de 12 meses a partir de la entrada en vigencia del Decreto para actualizar la normatividad vigente que permita, el planeamiento, conexión, operación, y medición para la integración de los proyectos de generación de energía eléctrica que se desarrollen a partir de la aplicación del mecanismo.

Dando continuidad al citado Decreto, el Ministerio de Minas y Energía expide las Resoluciones 40791 y 40795 de agosto de 2018, finalizando el ciclo de construcción de la política pública que permitirá cumplir con los objetivos de fortalecer, complementar y diversificar la matriz energética del país y marcando un hito histórico como lo es el lanzamiento de la primera subasta de energía eléctrica a largo plazo en el país. Como elemento fundamental de la expedición de estas resoluciones, se crea una subasta de energía de largo plazo que permitirá, entre otros, la mayor incorporación de energías renovables al sistema energético nacional.

A través de las resoluciones 41307 y 41314 de diciembre de 2018, el Ministerio de Minas y Energía convocó oficialmente a la primera subasta de energía eléctrica de contratación a largo plazo, que se llevó a cabo el 26 de febrero de 2019 y buscaba diversificar, complementar e impulsar la competitividad de la matriz energética, haciéndola más resiliente a la variabilidad climática, aportando a la reducción de emisiones de dióxido de carbono y garantizando la seguridad energética del país.

Esta subasta desarrollada el 26 de febrero del 2019, no resultó exitosa, por lo cual no se adjudicaron contratos de largo plazo de energía media anual, en virtud a que no se superaron los indicadores de competencia (concentración y dominancia) previstos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. El Ministerio anunció la realización de una segunda subasta de energía el 22 de octubre de 2019.

De esta forma, con el objetivo de contar con una matriz de generación de energía eléctrica resiliente y complementaria mientras se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y se promueve la competencia en el sector, el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Comisión de Energía y Gas (CREG) han realizado una serie de ajustes a la reglamentación de la subasta, siendo así que a través de la resolución 40678 modificó el mecanismo de SCLP, definiendo una subasta con participación voluntaria, exclusiva para proyectos nuevos de FNCER, de dos puntas, de sobre cerrado, con precio techo y cuyo producto es un contrato tipo pague lo contratado, a 15 años en $COP/kWh y con fecha de inicio a partir del 1 de enero de 2022.

En mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 “Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”. Se destacan entre otros los siguientes temas del articulado definitivo: i. Beneficio Tributario: quienes realicen inversiones en FNCER, tendrán derecho a deducir de su renta en un periodo no mayor de 15 años, el 50% del total de la inversión realizada. ii. Matriz energética -Compra Energía FERNC en contratos de largo plazo: los agentes comercializadores estarán obligados a comprar energía eléctrica proveniente de FNCER (entre el 8% y 10% de sus compras). En cualquier caso, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que delegue, reglamentará el alcance de la obligación.

En julio de 2019 se expide la Resolución CREG 060, que ajusta y adiciona “transitoriamente” algunos aspectos comerciales del mercado de energía mayorista y aspectos técnicos del Código de Redes, en lo relacionado con la integración de plantas eólicas y solares fotovoltaicas en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, y aspectos relacionados con plantas filo de agua.

El MME mediante la Resolución 40725 del 2019, además definió un mecanismo complementario para asignar la diferencia positiva, en caso de que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad de energía asignada en la subasta de contratación de largo plazo. Así mismo, mediante la Resolución 40715 reglamentó el artículo 296 del Plan Nacional de Desarrollo, determinando que el 10% de las compras de energía destinadas a atender usuarios finales regulados deberá ser contratada con fuentes no convencionales de energía renovables.

El MME a través de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME adelantó en el mes de octubre de 2019 la segunda subasta de contratos de largo plazo, luego de una primera subasta declarada no exitosa que se desarrolló en el mes de febrero. Dicha subasta, exclusiva para fuentes no convencionales de energías renovables, permitió la asignación de contratos de largo plazo para 7 empresas generadoras y 22 comercializadoras. La subasta cerró con un precio promedio ponderado de asignación de $95,65 kilovatio hora.

Mediante la Resolución CREG 136 del 09 de julio de 2020, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG; adiciona un parágrafo al Artículo 42 de la Resolución CREG 060 de 2019, donde se estipula que las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR, que estén en operación comercial y no cumplan los requisitos técnicos dentro del término establecido, deberán presentar a la CREG un plan de adecuación de sus instalaciones para dar cumplimiento a lo exigido en este Artículo, o en su defecto, declarar la fecha de desconexión del STN o STR. El plan que contemple la adecuación de las instalaciones o la declaración de fecha de desconexión no podrá exceder 36 meses contados a partir de su fecha de entrega.

En materia ambiental, el Decreto 1076 del 26 de mayo de 2015, es una compilación de las normas expedidas por el Gobierno Nacional, el cual alberga todos los decretos reglamentarios vigentes expedidos hasta la fecha que desarrollan las leyes en materia ambiental y cuyo propósito es evitar la dispersión normativa. El contenido se divide en tres grandes grupos. 1. Estructura del sector ambiental, 2. Régimen reglamentario del sector ambiente y 3. Disposiciones finales. El segundo grupo contiene los diferentes temas regulatorios tales como

Biodiversidad, Gestión ambiental, Aguas no marítimas, Aguas Marítimas, Aire, Residuos, Gestión institucional, Instrumentos financieros, económicos y tributarios y Régimen sancionatorio.

Mediante la Ley 1819 de 2016 de reforma tributaria, se introduce la reducción en el impuesto a la renta para el impulso a las Fuentes No Convencionales de energía y exclusión del IVA en equipos, tecnologías y servicios que ofrezcan un beneficio ambiental; así como también el Impuesto al carbono a todos los combustibles fósiles usados con fines energéticos (excepto carbón) y define las pautas para la no causación del impuesto a los usuarios que certifiquen ser carbono neutros, que posteriormente es reglamentado mediante el Decreto 926 de 2017.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible publicó el 11 de agosto de 2016, la Resolución N° 1312, la cual adopta los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental, así como la Resolución 1.670 del 15 de agosto de 2017 mediante la cual adoptó los términos de referencia para la elaboración del Estudio de impacto Ambiental - EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de energía solar fotovoltaica.

Adicionalmente, este Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, mediante Decreto 2.462 del 28 de diciembre de 2018 establece que solo requerirán de Diagnóstico Ambiental de Alternativas – DAA, los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa que provienen de biomasa para generación de energía con capacidad instalada superior a 10 MW, excluyendo las fuentes de energía solar, eólica, geotérmica y mareomotriz.

Por último, la UPME a través de la Resolución 703 de 2018 establece el procedimiento y los requisitos para obtener la certificación que avala los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCER), con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014. Con base en lo establecido en el Artículo 174 de la Ley 1955 de 2019 (Plan nacional de desarrollo) y el Artículo 130 del Decreto 2106 del 22 de noviembre de 2019, los interesados en acceder a los incentivos tributarios establecidos en la Ley 1715 de 2014, asociados a IVA y deducción especial de renta y complementarios, para inversiones en proyectos de Fuentes no Convencionales de Energía Renovable -FNCER,y Gestión Eficiente de la Energía -GEE; ya no requieren obtener la certificación ambiental expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, debido a que solo se requiere la certificación que expide la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME para acceder a los incentivos mencionados.

Finalmente, Mediante Resolución 0629 del 31 de julio de 2020, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible extendió el régimen de transición para la implementación de la metodología para la elaboración y presentación de estudios ambientales contemplada en la Resolución 1402 de 2018. Dicho régimen de transición establecía que los estudios ambientales elaborados con base en la metodología establecida en la Resolución 1503 de 2010 debían ser presentados, a más tardar, el 2 de agosto de 2020. Con el nuevo régimen de transición introducido en la Resolución 0629 de 2020, los estudios ambientales elaborados -o en proceso de elaboración- de acuerdo con la metodología adoptada mediante Resolución 1503 de 2010 y que debían ser presentados el 2 de agosto de 2020, no se regirán por la metodología de la Resolución 1402 de 2018, siempre y cuando dichos estudios se radiquen dentro de los 9 meses siguientes a la fecha en que se levante la emergencia sanitaria en el país (COVID), término que será improrrogable.

Así mismo, la Resolución 629 estableció dos aspectos relevantes, a saber:

- Que los estudios ambientales iniciados bajo la metodología del año 2010 que sean objeto de consulta previa y la misma no se haya podido realizar dentro del término de los 9 meses previsto en la prórroga, pueden ser entregados ante la autoridad ambiental competente con posterioridad al vencimiento de dicho plazo, siempre y cuando se informe oportunamente a la autoridad.
- Que, a partir del 2 de agosto de 2020, los estudios ambientales que no se encuentren amparados bajo el régimen de transición, deberán ser elaborados conforme a la metodología establecida en la Resolución 1402 de 2018.

En julio de 2019, el gobierno Nacional expidió la Ley 1964 de 2019, tiene por objeto generar esquemas de promoción al uso de los vehículos eléctricos y de cero emisiones, con el fin de contribuir en la movilidad sostenible y a la reducción de emisiones contaminantes y de gases invernadero.

- *En Perú,* existe un porcentaje objetivo de hasta el 5% de participación de Energías Renovables No Convencionales (“ERNC”) en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el OSINERGMIN, realiza subastas con cuotas diferenciadas por tecnología y con precios límites para cumplirlo.

  En el 2016 se llevó a cabo la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER), habiéndose adjudicado a trece proyectos entre los cuales tenemos dos Centrales de Biomasa, dos Centrales Solares, tres Centrales Eólicas y seis Centrales Hidroeléctricas. Con estas centrales de

generación se incorporarán 430,1 MW al SEIN. La fecha referencial de la puesta en operación comercial de los proyectos de generación RER de esta subasta es hasta el 2020. Las tarifas medias por MWH de adjudicación fueron; Biomasa US$77, Eólica US$37, Solar US$48 e Hidráulica US$46.

- *En Argentina,* el 21 de octubre de 2015, se publicó la nueva Ley 27.191 de Energías Renovables en la Argentina, modificando a la ley vigente Ley N° 26.190. La nueva regulación pospone para el 31 de diciembre de 2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y establece como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación para el año 2025, fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La Ley 27.191, crea un Fondo Fiduciario (FODER) que podrá financiar obras; otorga beneficios impositivos a los proyectos de energía renovable; y establece la no aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales hasta el 31 de diciembre de 2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw) deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación de renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a US$113 por MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos.
  El Decreto N° 531/16, publicado el 30 de marzo de 2016, reglamenta a la Ley 27.191 y a la modificada Ley 26.190, en ciertas formalidades, a saber:

  - Designa la autoridad de aplicación en el Ministerio de Energía y Minería ("MEyM").
  - Se habilita a generadores/comercializadores a realizar contratos con demanda igual o mayor 300 KW o con Distribuidoras que actúen en su nombre.
  - CAMMESA realizará licitaciones públicas para abastecer a los consumidores con una demanda menor a 300 KW.
  - Todas las compras de CAMMESA estarán garantizadas por el Fondo Fiduciario (FODER).
  - El FODER se conformará por aportes del Tesoro y por un cargo específico aplicado a la demanda abastecida por CAMMESA.
  - Los objetivos deberán cumplirse con energía renovables generada por instalaciones en el país.
  - Para poder utilizar los beneficios fiscales se debe tener un certificado de inclusión en régimen de fomento de energía renovable expedido por la autoridad.

  El MEyM, CAMMESA, y un Comité Ejecutivo, estarán a cargo de la definición de metodología de determinación de multas, cumplimiento de objetivos, uso del FODER y el pliego de licitaciones.
  Las Resoluciones MEyM 71/2016 y 72/2016, ambas publicadas el 17 de mayo de 2016, continuando con la Ley 27.191 y su Decreto Reglamentario N° 531/16, dieron inicio al Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista de energía renovables con un requerimiento total de 1.000 MW bajo el denominado "Programa Renovar-Ronda 1" divididos de la siguiente manera: 600 MW Eólico; 300 MW Solar; 65 MW Biomas; 20 MW Mini-Hidro; y 15 MW Biogas.

  La subasta está organizada en base a sobre cerrado con precio máximo por tecnología definido por el gobierno. CAMMESA es el comprador de la energía con precios en US$ por MW (sin indexación) y con contratos por un plazo de 20 años.

  Se presentaron 123 ofertas por un total de 6.366 MW, de las cuales calificaron 105 (42 para energía eólica por 2.870 MW, 50 para energía solar por 2.305 MW, 8 por Biomasa y Biogas por 23 MW y 5 para Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos por 11 MW). El 30 de septiembre de 2016, se realizó la apertura de las ofertas económicas quedando la mayor parte de las ofertas ubicadas por debajo del Precio Máximo de Adjudicación estipulado por el Ministerio: para la energía eólica el precio mínimo fue de 49 US$/MWh y para la solar de 59 US$/MWh. Finalmente, mediante la Ronda 1 del Programa RenovAr se adjudicaron 29 proyectos por un total de 1.142 MW.

  Posteriormente se realizó una nueva ronda del Programa (Ronda 1.5) en la que se adjudicaron 30 proyectos por un total de 1281,5 MW y un precio promedio de 54 US$/MWh (765,4 MW eólico y 516,2 MW solar).

  El Programa RenovAr (Ronda 1+ Ronda 1.5) adjudicó un total de 59 proyectos por 2.423,5 MW, con un precio ponderado de 57,44 US$/MWh. Todos los proyectos de la Ronda 1 ya firmaron sus contratos, y posteriormente se realizará lo mismo con los contratos de la Ronda 1.5.

  El 17 de agosto de 2017, por medio de la Resolución MEyM 275-E/2017 se realiza la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional a interesados en ofertar la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación en el marco del "Programa RenovAr (Ronda 2)". Mediante el mismo se pretende adjudicar 1200 MW (550 MW eólica y 450 MW solar). La fecha para la presentación de ofertas es el 19 de octubre y la adjudicación se realizará el 29 de noviembre.

  Posteriormente vía la Resolución 473/2017, se invitó a los proyectos calificados, pero no adjudicados, siguiendo la orden de mérito original hasta agotar un cupo adicional del 50% de la convocatoria original.

  En total, por la Ronda 2 del Programa RevovAr se adjudicaron 88 proyectos por 2.043 MW en 18 provincias a un precio promedio de 51,5 USD/MWh.

Por otro lado, el 18 de agosto de 2017, se publicó la Resolución MEyM 281/2017 que establece el régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable. Posteriormente mediante disposición N°1/18 de la subsecretaría de energía renovable se regula diversos aspectos administrativos.

En septiembre 2018 la subsecretaria de Energías Renovables presentó la Ronda 3 del programa RenovAr, conocida como MiniRen, que tiene como principal característica el aprovechamiento de las capacidades disponibles en redes de media tensión y el fomento del desarrollo regional de nuestro país.
El programa RenovAr MiniRen ofrece 400 MW de potencia en todo el país, para ser conectados en redes de media tensión de 13,2 kV, 33 kV y 66 kV. La potencia máxima permitida por proyecto es de 10 MW, mientras que la mínima de 0,5 MW.

En cuanto a la parte contractual, los proyectos adjudicados firmarán un contrato de abastecimiento de energía eléctrica (PPA) con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), del mismo modo que en las rondas anteriores, y un acuerdo de adhesión al FODER para garantizar 3 meses de facturación de los proyectos contratados.

El cronograma de la Ronda 3 comenzó en octubre con la publicación de los pliegos, y continuará a partir de marzo 2019 con el periodo de presentación de ofertas, el proceso de calificación, adjudicación y firma de contratos que finalizará en julio del 2019.

Por otro lado, de la Ronda 2 se firmaron un total de 82 proyectos por 1.969,1 MW sobre 88 proyectos adjudicados. La Secretaría de Energía del Ministerio de Hacienda informo que finalizó el plazo de firma de contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable.

En febrero de 2019 se publicó en el boletín oficial la Resolución 28/2019 con el objetivo de aprobar las normas complementarias del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública.

A septiembre de 2019, se encontraban en una situación de virtual parálisis cerca de 50 de los 88 proyectos aprobados durante la segunda ronda del programa RenovAr, debido entre otras cosas, a dificultades por parte de los adjudicatarios para asegurarse un financiamiento y garantías apropiadas.

Por el motivo expuesto, el día 11 de septiembre, el subsecretario de energías renovables y eficiencia energética Sebastián Kind, envió una nota a CAMMESA con el propósito de instruirle la suspensión temporal de las intimaciones por incumplimientos de las fechas programadas de avance de obras, en los contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable.

El 8 de octubre de 2019, el subsecretario envió una nota derogando plenamente todo lo instruido en la primera.

Límites a la integración y concentración.

En general, en todos los países existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú las integraciones de tipo vertical u horizontal en el sector por encima de límites establecidos están sujetas a autorización del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (“INDECOPI”), autoridad antitrust, que puede imponer condiciones de conducta comerciales. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, en mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo, en donde indica que con el fin de asegurar la sostenibilidad de la prestación del servicio en la Costa Caribe, los límites en la participación de la actividad de comercialización podrán ser superiores hasta en 10 puntos porcentuales adicionales al límite regulatorio corriente.

Por otro lado, para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y

distribución-comercialización. Finalmente, en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

En julio de 2019, en Colombia, la Comisión expide la Resolución CREG 079 de 2019, el fin que persigue es que no se modifique el nivel de contratación entre las empresas integradas verticalmente y/o en situación de control, hasta que la CREG apruebe la senda definitiva de máxima contratación propia.

Mercado de clientes no regulados

En todos los países las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. Los límites para el mercado no regulado en cada país son los siguientes:

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 2.000 kW o > 500 kW (1)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (2)

(1): El límite > 500 kW se aplica si se compra energía proveniente de fuentes renovables, las cuales son incentivadas por el Gobierno mediante un descuento en los peajes.

(2): Se estableció en el D.S. N° 018-2016-EM que:

- La demanda de los clientes que pueden optar entre mercado regulado o libre (aquellos cuya demanda está entre 200 y 2.500 kW) se mide por cada punto de suministro.
- Los clientes regulados cuya demanda supere a 2.500 kW, permanecerán como regulados durante 1 año.
- Los clientes cuya demanda por cada punto de suministro sea mayor a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.

b) Revisiones tarifarias:

Aspectos Generales

En los países en los que el Grupo opera, el precio de venta a clientes se basa en el precio de compra a generadores más un componente asociado al valor agregado de la actividad de distribución. Periódicamente, el regulador fija este valor a través de procesos de revisión de tarifas de distribución. De esta forma, la actividad de distribución es una actividad esencialmente regulada.

Argentina

En Argentina, la primera revisión de tarifas de Edesur prevista para el año 2001 fue suspendida por la autoridad por la crisis económico-financiera del país, lo que significó que las tarifas estuvieron congeladas a partir de ese año. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. En 2008, se efectuó hasta la fecha el último reajuste tarifario (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) por inflación (aplicación del mecanismo de monitoreo de costos, MMC, previsto en el Acta de Acuerdo).

En noviembre de 2012, el ENRE aprobó la Resolución N° 347, que autorizó la inclusión en la factura de un cargo fijo, diferenciado entre distintas categorías de clientes, destinado a financiar inversiones y mantenimiento correctivo a través de un fideicomiso (FOCEDE). Asimismo, en julio de 2012, el ENRE designó un veedor en Edesur, designación que sigue vigente y que no supone la pérdida de control de la compañía.

En mayo de 2013, se publicó la Resolución SE N° 250/13 que autorizó la compensación de la deuda que Edesur registra por concepto de los ingresos derivados de la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) hasta febrero de 2013, con el crédito a favor que surge del reconocimiento del MMC por los periodos semestrales comprendidos entre mayo de 2007 y febrero de 2013. Adicionalmente, la Resolución instruyó a CAMMESA a emitir a favor de Edesur las denominadas Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir (“LVFVD”), por los valores excedentes de la compensación mencionada, y autorizó a CAMMESA a recibir estas liquidaciones como parte de pago de las deudas de Edesur.

Posteriormente, la Resolución SE N° 250/13 fue complementada y extendida hasta diciembre 2014, por las notas SE N° 6852, N° 4012, N°486 y N° 1136. Los efectos contables de dichas compensaciones afectan positivamente los resultados financieros de la compañía. Sin embargo, a la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación a fin de adecuar los ingresos a los costos y obligaciones de Edesur.

Con fecha 11 de marzo de 2015, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 32/2015, que entre los puntos más importantes, estableció lo siguiente: (i) aprobar un aumento transitorio para Edesur con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015 destinado exclusivamente al pago de la energía que se adquiere al mercado eléctrico, de salarios y de provisiones de bienes y servicios; dicho aumento, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), surge de la diferencia entre un cuadro tarifario teórico y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos del Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"), que no se trasladará a tarifa sino que fue cubierto mediante transferencias de CAMMESA con fondos del Gobierno Nacional; (ii) considerar a partir del 1° de febrero de 2015 los fondos del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reiterar el procedimiento del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el 31 de enero de 2015; e (iv) instruir a CAMMESA a emitir LVFVD por los montos que hubiere determinado el E.N.R.E. en virtud de los mayores costos salariales de la Sociedad originados por la aplicación de la Resolución N° 836/2014 de la Secretaría de Trabajo. Adicionalmente, permite la cancelación de saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un plan de pagos a definir. Asimismo, instruyó al E.N.R.E. a iniciar las acciones previas del proceso de la RTI.

Si bien la Resolución SE N° 32/2015 representó un primer paso hacia la mejora de la situación económica de Edesur, la misma prevé que las inversiones sigan siendo financiadas con endeudamiento mediante mutuos con CAMMESA, restando resolver mecanismos que permitan el repago de los saldos remanentes a favor del MEM, como así también las actualizaciones de los ingresos que contemplen los aumentos en los costos operativos. Las tarifas, por su parte, permanecían congeladas desde el año 2008.

El 16 de diciembre de 2015, mediante el Decreto N° 134/2015 el gobierno argentino declaró la emergencia para el Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, instruyendo al recién creado Ministerio De Energía y Minería (MEyM) a elaborar, poner en vigencia, e implementar en el programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

En cumplimiento de estas instrucciones, el día 27 de enero de 2016, se publicó la Resolución MEyM N° 6/2016 la cual aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano (periodo febrero 2016 - abril 2017) para el Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM"), sincerado de los costos de la energía eléctrica, a través de una reducción en los subsidios y la creación de esquemas de precios diferenciales para los clientes residenciales que ahorren y una nueva Tarifa Social.

En coordinación con la anterior, el día 28 de enero de 2016, se publicó la Resolución MEyM N° 7 del dirigida específicamente a las distribuidoras Edesur S.A. y Edenor S.A., la cual resuelve instruir al ENRE para que efectúe, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), un ajuste del valor agregado de distribución ("VAD") en los cuadros tarifarios de estas distribuidoras, aplicando para ello el Régimen Tarifario de Transición. Adicionalmente, instruyó dejar sin efecto el PUREE y a aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de los criterios definidos por la norma, y finalmente, a que se lleve a cabo la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de estas distribuidoras.

Por otra parte, reflejando la intención de la nueva administración del gobierno de volver a los fundamentos de la Ley 24.065 publicada en 1992, y de lograr una normalización del sector eléctrico, con fecha 29 de enero de 2016, el ENRE emitió las resoluciones N° 1 y 2. La Resolución N°1/2016 contiene el nuevo cuadro tarifario que se debe aplicar a cada categoría de clientes a partir del 1 de febrero de 2016 según los lineamientos de la Resolución MEyM N°7/2016, así como también el cambio en el reglamento de suministro a fin de adecuarlo a la facturación mensual. Por su parte, la Resolución N°2/2016, establece la finalización del Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica ("FOCEDE"), establece un nuevo mecanismo para los fondos cobrados por la Resolución ENRE N°347 del año 2012, dejando de ser depositados los mismos en un fideicomiso para pasar a una cuenta corriente en alguna entidad bancaria reconocida por el Banco Central de la República Argentina.
Avanzando con el proceso, el día martes 5 de abril de 2016, el ENRE publicó las Resoluciones N° 54 y N° 55. La Resolución N° 54 resolvió llevar adelante el procedimiento tendiente a la contratación de los servicios de consultoría para la realización de la RTI de Edesur, y aprueba el pliego de bases y condiciones particulares al efecto. Por su parte, la Resolución N° 55 aprobó el programa para la RTI en el año 2016, definiendo los criterios y metodología a los que deberá sujetarse Edesur para realizar los estudios tarifarios en dicho proceso, como asimismo el plan de trabajo. Para la elaboración de las propuestas tarifarias, el ENRE informó los parámetros de calidad objetivo y los criterios de gestión que deberán ser contemplados por Edesur, así como también la tasa de rentabilidad que se deberá tener en cuenta para el cálculo del costo propio de distribución.

EL 8 de agosto de 2016, continuando con el proceso de renegociación tarifaria, el ENRE emitió la Resolución N° 463/16, la cual detalla los parámetros de calidad de servicio técnico y calidad y valores de costo de energía no suministrada requeridos para la realización de la RTI.

En forma similar, el 29 de agosto de 2016, a través de la Resolución ENRE 492/16, fueron definidos los Parámetros de Calidad de Servicio Comercial y Producto Técnico. La mencionada resolución contiene señales económicas hacia el cumplimiento de plazos y reducciones de tiempos de reposición del suministro.

Por otra parte, con fecha 30 de agosto de 2016, el ENRE procedió a informar que el valor de Tasa de Rentabilidad sería de 12,46% antes de Impuestos y 8,10% después de Impuestos.

Edesur hizo la entrega formal de los informes solicitados por la Resolución ENRE N° 55/16. El 1 de septiembre de 2016, en cumplimiento del cronograma establecido, los informes de Red Ideal y Plan de Inversiones Plurianuales, y el 6 de septiembre de 2016, los informes relacionados con los fundamentos y criterios de la propuesta en cuanto a (i) los costos de explotación; (ii) el requerimiento de ingresos y calculo tarifario; (iii) la estructura tarifaria y traslado de costos a consumidores mayoristas; (iv) El mecanismo de actualización del costo propio de distribución; y (v) el resultado y modelo económico financiero.

El 1 de febrero 2017, el ENRE publicó la Resolución N° 64, la cual cierra el proceso de la RTI y que como resultado de la misma establece la remuneración anual reconocida a EDESUR S.A. en la suma de ARS14.539.836.941.

Con relación a la aplicación de la nueva estructura y cargos tarifarios, el MEyM entendió oportuno y conveniente instruir al ENRE a limitar el incremento del VAD surgido como resultado del proceso de RTI a aplicar a partir del 1 de febrero de 2017, a un máximo de 42% con respecto al VAD actualmente vigente, debiendo completar la aplicación del remanente del valor del nuevo VAD, en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la segunda, en febrero de 2018.

Además, dispuso que el ENRE debe reconocer a Edesur S.A. y a Edenor S.A., la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI, en 48 cuotas a partir del 1 de febrero de 2018, las cuales se incorporarán al valor del VAD resultante a esa fecha.

La nueva normativa también fija la forma de actualización de los ingresos de la distribuidora por efecto de variación de los precios de la economía y todas las demás cuestiones relacionadas con la calidad de la prestación de servicio y el reglamento de suministro.

Una vez establecidos los cuadros tarifarios de distribución, incluyendo la instrucción impartida por el MEyM, y lo establecido en la Resolución SEE N° 20/2017 sobre los precios estacionales con vigencia a partir de la facturación correspondiente al 1 de febrero de 2017, se encuentra superada la etapa de transición tarifaria de Edesur y el Acta Acuerdo, pasando Edesur a regirse por lo establecido en su contrato de concesión.

Con fecha 1 de noviembre de 2017 el ENRE publicó la Resolución 525 haciendo lugar parcialmente al Recurso de Reconsideración interpuesto por EDESUR contra la Resolución ENRE 64/2017, aceptando su planteo en cuanto al tratamiento de las servidumbre y solicitándole a la empresa que en el término de 60 días de notificada la presente, remita el plan anual de regularización de las servidumbres a desarrollar durante el periodo 2017/2021, de igual forma en cuanto a los reconocimientos de gastos CAMMESA, tasas y otros que deben estar presentes en los futuros ajustes ex−post y modificaciones menores al régimen de calidad y otros reconocimientos.

El día 1 de diciembre mediante la Resolución 602 el ENRE resolvió aprobar los nuevos valores del Costo Propio de Distribución de EDESUR, mediante la aplicación de los mecanismos previstos en la RTI. Conjuntamente emitió los Cuadros Tarifarios que reflejan los Precios Estacionales (generación y transporte) contenidos en la resolución de Secretaría de Energía Eléctrica 1091 del año 2017. Así, como también los nuevos esquemas de subsidio por Tarifa Social y bonificación por ahorro de consumo para usuarios residenciales.

Como continuación del mismo hecho, el día 31 de enero de 2018, el ENRE aprobó los nuevos valores con vigencia a partir del 1º de febrero de 2018. Estos cuadros incluyen una nueva reducción de subsidios del precio mayorista, llevándolo hasta un valor del 90% del precio estacional operado en 2017. Además, mantienen los subsidios a la tarifa social y una bonificación del plan estímulo, por reducción del consumo eléctrico de menor alcance.

En cuanto a la componente del Valor Agregado de Distribución, se incorporó a este cuadro tarifario, la tercera cuota del aumento del Costo Propio de Distribución correspondiente a la RTI, la parte proporcional del ingreso diferido producido por dicho escalonamiento, el Mecanismo de Monitoreo de Costos correspondiente al periodo y la aplicación del Factor de Eficiencia. Reflejando, este último, el cumplimiento por parte de EDESUR del Plan de Inversión comprometido en la RTI toda vez que se alcanzó el valor previsto.

De esta forma la tarifa de EDESUR alcanza los 2,2828 ARS/kWh sin impuestos a partir del 1° de febrero de 2018.

Paralelamente y con el objeto de retomar las condiciones estructurales de normalidad, el Gobierno Nacional Argentino decidió no prorrogar la vigencia de la Ley de Emergencia Eléctrica (vigente hasta el 31 de diciembre de 2017) y la de Emergencia Económica (vigente hasta el 6 de enero de 2018).

Por otra parte, con fecha 17 de abril de 2017, el MINEM emitió una nota mediante la cual instruye a la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) a determinar en un plazo de 120 días hábiles si existen obligaciones pendientes del Acta Acuerdo (Activo y Pasivo Regulatorio) y el tratamiento a otorgarse, y a emitir durante los 30 días subsiguientes un informe de resolución final. A estos efectos, la SEE solicitó a Edesur, ENRE y CAMMESA la información pertinente.

Por otra parte, el día 31 de mayo el organismo de control emitió la Resolución ENRE 0170 la cual resuelve aprobar el régimen sancionatorio por apartamiento del Plan de Inversiones presentados por las empresas distribuidoras al momento de la RTI.

El día 30 de julio de 2018, y en el marco de la intención del Ministerio de Energía de dotar de mayor gradualidad a los aumentos tarifarios se firmó un compromiso entre el MINE y EDESUR por el cual EDESUR recibirá el 50% del aumento que correspondiente al mecanismo de ajuste previsto en la tarifa a partir del 1° de agosto, recibiendo el 50% restante en 6 cuotas ajustadas a partir del 1° de febrero de 2018 y manteniendo el Plan de Inversión Acordado en la RTI. El mismo compromiso fue también firmado por la empresa EDENOR en forma simultánea.

En virtud del compromiso acordado, el 1° de agosto de 2018 se aplicó el 50% (7,925%) del aumento correspondiente a la aplicación del MMC de agosto de 2018 al Valor Agregado de Distribución. Conjuntamente con dicho aumento se reanudó la senda de eliminación de subsidios al precio mayorista de la energía, que había quedado retrasado por la devaluación de junio y julio. Con un aumento cercano al 50%, el cual llevó al precio de las Grandes Usuarios de las Distribuidoras (demanda mayor a 300 kW-mes) a ≈ 2.700 ARS/MWh y al resto de la demanda de las distribuidoras a ≈1400 $/MWh. Adicionalmente se aplicaron los ajustes ex−post correspondientes a la devolución de los costos de Transporte AT del Cuadro Tarifario anterior (modificación de normativa) y a los montos reconocido como compensación del impuesto a Débitos/Créditos y de las Tasas de Seguridad e Higiene.

Por otra parte, el MINE aprovecho la oportunidad para modificar los TOPES a la Tarifa Social (máximo % de facturación respecto a un cliente residencial normal), disminuyendo de esta forma los subsidios a esta tarifa y las distorsiones provocadas en este concepto a las Distribuidoras que aún se encuentran pendientes de solución y en análisis por parte del ENRE. Independientemente de lo cual se procedió a recurrir la resolución el día 13 de agosto.

El 23 de agosto de 2018, el ENRE, mediante la resolución 222, rechazó el recurso interpuesto por EDESUR contra el régimen sancionatorio por el apartamiento del Plan de Inversiones presentado en la RTI y publicado el 31 de mayo de 2018. A su vez el 5 de septiembre, EDESUR presentó un nuevo Recurso de Alzada en Subsidio contra dicha resolución.

El 10 de diciembre, el ENRE publicó la resolución 318/2018 en la que aprobó la metodología y actualizó los valores de remuneración por el servicio de sub-transmisión (PAFTT) que se brindan entre las distribuidoras EDESUR, EDENOR y EDELAP con vigencia desde el 6 de marzo de 2017. Lo anterior había quedado pendiente en la Revisión Tarifaria Integral. Este mecanismo permite remunerar los costos de operación y mantenimiento, además del reconocimiento de las pérdidas correspondientes y el traslado a la tarifa, de los costos que devengue EDESUR por dicho concepto.

Adicionalmente, mediante la Resolución de Secretaría de Gobierno de Energía N° 366 del 27 de diciembre de 2018 informó nuevo costo de abastecimiento es de aproximadamente de 68 US$/MWh, el que resulta ser un 13% inferior al fijado en agosto de 2018 en virtud de las mejoras en los contratos de gas obtenida por CAMMESA y la baja del precio internacional del petróleo. Por su parte los futuros Precios Estacionales a ser transferidos a la tarifa de los usuarios finales continuando con el sendero de reducción de subsidios previsto por las autoridades pasando de alrededor del 30% en febrero a 15% de subsidio en agosto de 2019. Sin embargo, dichos precios traducidos en moneda local significan un aumento inicial del 26% en febrero de 2019 y posteriores aumentos del 6% en mayo y agosto de 2019.

El día 4 de diciembre de 2018 se aprobó la Ley 27.467 de Presupuesto 2019, la cual en su artículo N° 124, y como parte de las negociaciones para su aprobación, incluyó la transferencia administrativa del control y de las erogaciones en materia de subsidios a la Tarifa Social desde el Estado Nacional a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Provincia de Buenos Aires a partir del 1° de enero de 2019.

Con fecha 1 de febrero de 2019 fueron publicadas en el Boletín Oficial las resoluciones ENRE 24/2019 y 26/2019. La primera de ellas aprobó los valores del Cuadro Tarifario, con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a las cero horas del 1º de Febrero de febrero de 2019, de acuerdo a los incrementos en el Precio Estabilizado de la Energía y el Precio de Referencia de la potencia, establecidos por la Resolución SGE 366/2019. Se incluye además el incremento del FNEE que pasó de 15.5$/MWh a 80 $/MWh, en tanto, el costo del Transporte en AT no tuvo cambios. La segunda resolución (res. 26/2019) aprueba los nuevos valores del Costo Propio de Distribución, con vigencia a partir del mismo periodo que la primera (febrero 2019), estableciendo que los mismos serán de aplicación a partir del 1 de marzo de 2019. Con el incremento de VAD de febrero 2019 se incluye la variación del MMC del periodo Ago-18 a Feb-19 de 23,57%, el factor X de -5.42% y el factor Q (inversiones) de 1.74%, este último supone un sobrecumplimiento respecto de la pauta que estaba establecida en el RTI, que era de 1.58%. Además, se incorpora el recupero correspondiente al diferimiento del 50% del incremento de VAD que debía haberse dado en Ago-18 (7.93%) así como el diferimiento en un mes de este último incremento (de feb a mar 2019). Con los incrementos otorgados, se ha normalizado el VAD definido por la RTI.

En relación a la Tarifa Social que dejó de ser financiada por el Estado Nacional a partir del 1° de enero de 2019, la Tarifa Social. Tanto Ciudad Autónoma de Buenos Aires como Provincia de Buenos Aires asumieron el compromiso

de continuar con la modalidad vigente, mediante las notas NO-2019-01998408MEFGC y NO-2019-00281203-GDEBA-DPSPMIYSPGP (7 de enero y 4 de enero respectivamente) estableciendo además el origen de los fondos para tal fin (CABA Ley 6.608, PBA art. 103 de la Ley 15.078). Por lo cual el ENRE instruye a EDESUR a mantener la aplicación de la Tarifa Social, incluyendo los Topes, mediante notas NO-2019-02728808 y su complementaria NO-2019-06075459, en respuesta a nuestra nota GAL 832 del 28 de diciembre de 2018.

El día 11 de marzo de 2019, en coincidencia con el vencimiento de la factura de Compra de Energía Eléctrica de CAMMESA, se ha cobrado el subsidio a la Tarifa Social y el TOPE a la Tarifa Social correspondiente al mes de enero. El proceso se realizó mediante la compensación en la factura de compra de los montos transferidos por la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia a partir de la información de la Declaración de Compra a CAMMESA y de los TOPES informados por el ENRE.

El día jueves 2 de mayo de 2019 se publicó el nuevo cuadro tarifario que contiene la actualización del Precio Estacional correspondiente a mayo-julio 2019. El mismo presenta como novedad la fijación de un precio diferencial para el segmento residencial con el fin de mantener al mismo sin aumentos (medidas anunciadas por el Gobierno el 17 de abril de 2019). Su aplicación es con vigencia a partir de los consumos del 1° de mayo de 2019.

A fin de mantener el cronograma de quita de subsidios informado originalmente en el mes de diciembre, lo que se ha hecho es aumentar en mayor medida el resto de los segmentos. Resultando de esta forma un aumento promedio total del 2%, soportado un aumento del orden del 4% en los segmentos comerciales e industriales.

El día 18 de julio de 2019 mediante la resolución 189/19 el ENRE terminó de reglamentar todo lo referente a la normativa a aplicar a los Usuarios-Generadores o “Prosumidores” (Generación Distribuida). Los aspectos más relevantes de la mismas son:

- La aprobación de las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores de las distintas categorías tarifarias, correspondientes a los Precios Estabilizados de la Energía (PEE) y al Precio Estabilizado del Transporte (PET).
- El encuadramiento de los Usuarios-Generadores de la categoría T1 de acuerdo al máximo valor registrado entre la energía adquirida o demandada y la inyectada.
- Y que para los Usuarios-Generadores de las categorías T2 y T3 la Potencia a Facturar por el Servicio de Distribución será la máxima entre la potencia consumida y la inyectada.

Es de destacar que todo el conjunto de reglamentaciones emitidas desde la Ley 27.424 (de Fomento a la Generación Distribuida) hasta las resoluciones ENRE 111/19 y 189/19 materializando la posición de Regulación Argentina para el resguardo de la Remuneración de EDESUR.

A partir del 1° de agosto de 2019 hubiese correspondido tanto la aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos para ajustar la remuneración a percibir por EDESUR como el aumento del Precio Estacional previsto por la Resolución de Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico 14/19, y posteriormente ratificado por la Resolución de Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico 26 del 3 de septiembre de 2019. Sin embargo, en el marco adverso para la actual administración de las Primarias Abiertas Simultaneas y Obligatorias, el día 19 de septiembre Edesur firmó con el Estado Nacional un Acuerdo de Mantenimiento de Cuadros Tarifarios mediante el cual este último instruyó al ENRE para que, durante el periodo semestral iniciado el 1° de agosto de 2019, dicho ente mantenga los cuadros tarifarios vigentes previo al comienzo de dicho periodo para todas las categorías tarifarias, lo cual implica que EDESUR continuará percibiendo las compensaciones incluidas en los mismos debidas a recuperos y diferimientos anteriores (resolución ENRE N° 26/19) . La diferencia que se genere en el VAD y la diferencia con relación a los precios estacionales por el periodo del 1° de agosto de 2019 al 31 de diciembre de 2019, se recuperará en 7 cuotas mensuales a partir del 1° de enero de 2020. En este marco se acordó postergar el pago de toda sanción hasta el 1° de marzo de 2020 a su valor original más las actualizaciones que correspondan al momento del pago, en 6 cuotas mensuales. Comprometiéndose Edesur a mantener la calidad de su servicio.

En esta línea de sucesos, con fecha 20 de septiembre de 2019 el Estado Nacional, por una parte, y Edesur y Edenor, por la otra, firmaron el Acuerdo de Prórroga del Nuevo Acuerdo Marco, que extiende el mismo a partir del 1° de enero de 2019 y hasta el 31 de mayo de 2019. A través de este acuerdo, el Estado Nacional asumió el compromiso de cancelar los montos correspondientes a su porcentaje del aporte económico por el suministro de energía eléctrica a los asentamientos del ámbito de la Provincia de Buenos Aires.

Finalmente, mediante la publicación del Decreto Reglamentario N° 1289 del 1° de octubre de 2019 por parte de la Provincia de Buenos Aires y la anterior sanción y publicación de la Ley N° 6180, el Decreto N° 263 y la Resolución complementaria N° 161 del 30 de junio de 2019 por parte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se ratifica por parte de ambas provincias lo establecido en el denominado “Consenso Fiscal 2018” y en el artículo N° 124 de la ley N° 27.469. Concretando con ellos la transferencia del servicio a cargo de esta Empresa desde el ámbito del Estado Nacional hacia las jurisdicciones de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El día 10 de diciembre de 2019 se produce la asunción de la nueva administración Nacional a cargo del Dr. Alberto Fernandez como Presidente y de la Dra. Cristina Fernandez de Kirchner como Vicepresidente.

El día viernes 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional dio aprobación a la Ley N° 27541 de LEY DE SOLIDARIDAD SOCIAL Y REACTIVACIÓN PRODUCTIVA EN EL MARCO DE LA EMERGENCIA PÚBLICA la cual declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2020. Facultando en su Artículo 5° al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de jurisdicción federal de electricidad y gas y a iniciar un proceso de renegociación de Revisión Tarifaria Integral vigente en carácter extraordinario por un plazo máximo de hasta 180 días propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Y a intervenir el ENRE (Artículo 6°), el cual mantendrá su competencia mientras dure la emergencia al suspenderse la vigencia de dispuesto en el segundo párrafo del artículo 124 de la Ley Nº 27.467 (Artículo 7°).

El día viernes 27 de diciembre de 2019 el ENRE, amparado en lo establecido en el Artículo 7° de la Ley N° 27541, instruyó a EDESUR a no modificar el Cuadro Tarifario vigente a pesar de que la misma ya no pertenece a la jurisdicción federal.

Durante el mes de enero de 2020 ha continuado el intercambio epistolar con dicho organismo a fin de que revea su posición, involucrando en las mismas a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a la Provincia de Buenos Aires en carácter de nuevos concedentes.

El día 31 de enero de 2020, presentó su renuncia el Presidente del ENRE, Andrés Chambouleyron, que había sido nombrado por concurso después de ser el Secretario de Políticas Tarifarias del exministro Aranguren. Al momento se está a la espera de que se produzca el nombramiento por parte del PEN del interventor (según lo previsto en el artículo 7° Ley 27.541 de emergencia).

El día 8 de enero de 2020, Edesur envió al ENRE mediante su nota GAL N° 10 un recurso de reconsideración a su nota del 27 de diciembre de 2019, en la cual instruía a no aplicar lo establecido en el Acuerdo de Postergación Tarifaria. La cual fue rechazada por el ENRE el día 13 de enero mediante nota NO-2020-02753292-APN-DIRECTORIO#ENRE.

Independientemente de este rechazo, el día 29 de enero, Edesur envió mediante nota GAL N° 50 el nuevo cuadro tarifaria a aplicar en función del mecanismo de actualización de monitoreo de costos definido en la RTI vigente correspondiente a febrero 2020, incluyendo los recuperos adeudados. La misma se envió con copia a la Provincia de Buenos Aires y Ciudad Autónoma de Buenos Aires en su carácter de poderes concedentes. A la fecha no se ha recibido respuesta sobre la misma.

Con fecha 17 de marzo de 2020 mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia del Poder Ejecutivo Nacional N° 277/2020 se nombró al Licenciado Federico José BASUALDO RICHARDS como interventor del ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020. Con atribuciones y facultades asignadas necesarias para llevar a cabo todas las acciones conducentes a la realización de los objetivos del artículo 5° de la Ley N° 27.541 ("… iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes 24.065, 24.076 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la presente ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020."). Conjuntamente con la realización de una Auditoría y Revisión Técnica, Jurídica y Económica sobre la gestión anterior debiendo aportar información y/o documentación al PEN, proponer acciones y medidas que estime que se deban adoptar. Adicionalmente se establece la suspensión de los miembros actuales Directorio del ENRE, sin goce de sueldo y el llamado a concurso para cubrir el mismo en un plazo de 180 días.

En el marco de la Pandemia Mundial asociada al nuevo coronavirus COVID-19, el Poder Ejecutivo Nacional ha emitido lo siguiente:
Con fecha 17 de marzo de 2020 mediante Decreto

- 17 de marzo DNU 287/2020 - declaración de la Emergencia Sanitaria desde el 12 de marzo y por un año.
- 20 de marzo DNU 297/2020 - Aislamiento Social, preventivo y Obligatorio
- 31 de marzo DNU 325/2020 – Prórroga hasta el 12 de abril
- 11 de abril DNU 355/2020 – Prórroga hasta el 26 de abril
- 20 de marzo DNU 298/2020 - Suspensión de Plazos Administrativos sobre procesos de la administración pública mientras dure el aislamiento.
- 25 de marzo DNU 311/2020 - Limitaciones a la posibilidad de efectuar suspensiones de servicios básicos (180 días corridos) incluyendo los usuarios con aviso de corte en curso. Siendo de destacar, que merced a nuestra gestión, en especial a través de ADEERA, se consiguió por un lado que el universo alcanzado quede restringido, y por el otro en un hecho inédito en medidas de este tipo es que alcance a la telefonía, internet y televisión por cable. Si bien desde el punto de vista mediático el mismo será comunicado sin las aclaraciones del caso por parte de las autoridades, la letra chica del mismo restringe el universo de usuarios a los que actualmente se encuentran con TARIFA SOCIAL o a aquellos reciben algún tipo de bonificación o subsidio particular (Entidades de Bien Público, Clubes de Barrio, etc.).

En este mismo marco las el ENRE nos ha comunicado, por un lado, la apertura de una mesa de entrada virtual de información donde enviar informes y notas al mismo, y ha oficializado por resolución las siguientes medidas:

- Resolución ENRE 0003 del 21 de marzo de 2020 la cual instruye la Suspensión de Atención Personal al Público (Cierre de oficinas), implementación de un sistema electrónico de atención comercial y de reclamos y a que sólo dispongan la movilización de los recursos humanos que se requieran para la continuidad de la prestación esencial del servicio en sus aspectos técnicos y operativos.
- Resolución ENRE 0006 del 24 de marzo en la cual solicita extremar las medidas para asegurar el funcionamiento de los respectivos centros de control y la operación y despacho de las Redes de Alta Tensión (AT), Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT) y presentar la actualización de los Planes de Emergencia y Continuidad del Servicio.

Sobre esta última, EDESUR mediante Ger Gen N° 13 del 13 de marzo de 2020 ya había enviado dicha información adicional, estando previsto ampliar la misma a los servicios de sanidad considerados en esta pandemia como esenciales.

Bajo las condiciones de la tercera etapa de Cuarentena Administrada EDESUR está presentando distintas propuestas al regulador a fin de ir permitiendo el retorno de actividades no esenciales del servicio pero que impactan en los procesos comerciales de la empresa. Adicionalmente se está trabajando, junto con ADEERA para la presentación de distintas propuestas de transición para el sector eléctrico.

En esta línea el día 13 de abril de 2020 el Ente Regulador respondió mediante nota NO-2020-25418001-APN-ENRE#MDP aceptando la solicitud de EDESUR para utilizar la totalidad del parque de SmartMeters instalados en su área de Concesión para su utilización en la facturación, dando de esta forma un respaldo a la nueva tecnología instalada.

Conjuntamente con la misma, y en el Marco de la Tercera Etapa de la Denominada CUARENTENA ADMINISTRADA se propuso la FLEXIBILIZACIÓN de la Res. ENRE N° 03/2020 incluyendo las actividades de Lectura en Terreno de las Medianas y Grandes Demandas (T2 y T3). Actividad que sería realizada por aproximadamente por 30 personas en terreno desplazándose en moto para atender a 35.000 usuarios dispersos que representan el ≈ 45% de la energía facturada. Adicionalmente, se propuesto que en caso que los clientes no estuviesen trabajando o por cuestiones de seguridad en relación al COVID-19 decidiesen no permitir la lectura se les dejará un formulario de explicativo de DATOS COMERCIALES y AUTOLECTURA. Actividad que fue autorizada el día 6 de mayo mediante Nota ENRE NO-2020-30207534-APN-ENRE#MDP, el ente regulador autorizó a EDESUR a reanudar las Lecturas en Terreno de los medidores de las Tarifas T2 y T3 en el marco del Protocolo de Seguridad enviado por EDESUR previamente. De igual forma, el día 18 de mayo de 2020, el ENRE mediante nota NO-2020-32410500-APN-ENRE#MDP procedió a acceder al siguiente pedido de EDESUR a fin de lograr la autorización para retornar la LECTURA en TERRENO de los clientes de tarifa T1. Estando a la fecha dicho proceso normalizado.

En forma previa, el día 5 de mayo el regulador emitió la Resolución ENRE 27, instruyendo a modificar el criterio de estimación para la Tarifa T1R requiriendo aplicar el menor consumo registrado en los último TRES (3) años para facturar dichos consumos estimados.

De igual forma, el día 15 de mayo, en el marco de las dificultades que están atravesando los comercios y las industrias, el ENRE emitió la Resolución 35 por la cual los usuarios alcanzados por el ASPO que hayan sufrido una reducción del 50% o más en su demanda de potencia, podrán suspender el pago o realizar pagos parciales a cuenta de la potencia contratada de los contratos de suministro de energía eléctrica –hasta que la recuperación de la demanda alcance el 70%-, manteniéndose la obligación de pago del resto de los cargos. La cual se encuentra en línea con la Res. 173, del 17 de abril, del Ministerio de Desarrollo Productivo por la cual éste procedió a Reglamentar el DNU 311/2020 creando la Unidad de Coordinación que tendrá por finalidad la determinación de los Usuarios beneficiados por el mismo, mediante el cruce de bases de datos y el pedido de información a las empresas. Definiendo adicionalmente que los usuarios morosos beneficiados recibirán un Plan de Pago con 30 cuotas iguales y consecutivas a tasa a definir, a fin de cancelar la deuda que se genere durante la vigencia del Aislamiento Preventivo y Obligatorio. De igual forma se dispone la declaración de dichos planes de pago tanto al ENRE como a CAMMESA de forma tal que su energía tenga un tratamiento similar en la Factura de Compra de Energía que EDESUR recibe de CAMMESA.

En este mismo marco, y mediante nota CPyR/ARyO N° 006/20, se solicitud al ENRE que dentro de esta Flexibilización Operativa se incluya la Apertura de Oficinas y Cajas Cabeceras (Sucursal San José -Grandes Clientes, Sucursal Quilmes, Sucursal Lomas y Sucursal Avellaneda) con el fin de facilitar el Pago de Facturas en Efectivo que se ha visto dificultado durante la vigencia del Aislamiento Obligatorio y Preventivo. Todo esto acompañando de un Protocolo de Seguridad e Higiene para Atención y Cobro en situación de COVID-19. Permaneciendo, esta solicitud, sin respuesta a la fecha. Y, sin presentar mayores inconvenientes, ya que se continúa verificando el constante recupero de los ratios de cobrabilidad después del impacto inicial del ASPO.

Por otra parte, en el ámbito de la Intervención que se está llevando a cabo en el ENTE REGULADOR, fueron detectado una cantidad importante de Reclamos Pendientes de Resolución por parte del mismo. Con el fin de proceder a su cierre el Interventor dictó el día 12 de mayo la resolución ENRE 30 que aplica una sanción de 2.000 kWh con destino a los 12700 usuarios con reclamos por excesivo consumo y/o errores en la facturación. Además, en aquellos casos en que hubiera efectuado un crédito y/o débito o hubiera correspondido efectuar el débito, adicionará a cada uno de los usuarios alcanzados por tal circunstancia, una multa de 1000 kWh. La cual se ha procedido a pagar con el fin de presentar el Recurso correspondiente a la misma.

Como resultado de las distintas reglamentaciones emitidas en este período se ha incrementado la información solicitada por el Regulador a saber, con el fin de poder tener registro sobre la evolución de las mismas y sus impactos:

- Información de Caja (diaria), Facturación (semanal), Recaudación (semanal), CAMMESA (semanal), Análisis de la Mora (semanal) y Pasivos con Proveedores (excluido CAMMESA)
- Clientes morosos en el marco del DNU 311/2020 y Res. MDP 173/2020 para la Unidad de Coordinación

En este marco EDESUR, ha estado trabajando proactivamente emitiendo notas e información por si misma y desde la asociación ADEERA, entre las que se destacan:

- Notas alertando las dificultades que atraviesa el sector
- Propuesta Tarifaria Solidaria: compensación deudas en CAMMESA, disminución de subsidios segmentado y adecuación del VAD con aumento TOTAL menor a la inflación
- Propuesta de Saneamiento de la CADENA de PAGO del SECTOR

En línea, con dicha estrategia, el día 18 de junio, y previo al cumplimiento del plazo de 180 días establecido por el Artículo 5° de la Ley 27541 de Solidaridad y Reactivación Productiva, EDESUR en forma proactiva mediante su nota Ger. Gen 55 envió al ENRE, sin que esto significase consentimiento en cuanto a su jurisdicción, un “Informe” conteniendo un análisis detallado sobre la evolución de la Revisión Tarifaria Integral definida bajo los alcances de la Resolución ENRE N° 64/17 considerando también su comparación con lo efectivamente sucedido desde la entrada en vigencia de la misma en fecha 1 de febrero de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2020. Para que el mismo sirva como parte de la Revisión Tarifaria Extraordinaria instituida por dicha ley. El mismo fue acompañado por el pertinente reclamo de actualización tarifaria correspondiente. Y en simultaneo fueron emitidas notas, y copias, tanto a los poderes concedentes (CABA y PBA) como a la Secretaría de Energía, distintos municipios del área de concesión y a los respectivos defensores del pueblo.

Finalmente, y en forma prácticamente simultánea, en día 19 de junio se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 543 el cual establece, en primer lugar, la prórroga por 180 días corridos a partir de su vencimiento del plazo de 180 días fijados para la Revisión Tarifaria Extraordinaria establecida por el Artículo 5° de la Ley 27541 de Solidaridad y Reactivación Productiva. De esta forma la nueva fecha límite para esta revisión pasa a ser 17 de diciembre de 2020. En segundo lugar, procede a ampliar los beneficios establecidos por DNU 311/20 (restricciones a las suspensiones de suministro) en caso de mora o falta de pago de los usuarios de hasta 6 facturas consecutivas o alternas (anteriormente 3), cuyos vencimientos operen desde el 1° de marzo de 2020.

El día 14 de julio de 2020, Edesur envió al ENRE mediante su nota GAL N° 330 el nuevo cuadro tarifario a aplicar en función del mecanismo de actualización de monitoreo de costos definido en la RTI vigente correspondiente a agosto de 2020, incluyendo los distintos recuperos adeudados a la fecha. La misma se envió con copia a la Provincia de Buenos Aires y Ciudad Autónoma de Buenos Aires en su carácter de poderes concedentes. Su envió se realiza a fin reforzar la posición de EDESUR frente a los incumplimientos del organismo regulador en esta materia. Estimándose que el mismo proceda a desestimar el ajuste solicitado aparado en la prórroga otorgada por el DNU 543.

Las Autoridades que intervienen el organismo regulador (ENRE) desde marzo de 2020, han continuado con el proceso de ponerse al día con las sanciones que dicho organismo ya tenía procesadas y que habían caído en un compás de espera desde mediados de agosto del año 2019 (resultado electoral de las primarias) y su intervención. En este marco procedió a emitir las resoluciones N° 56 (26/06/2020), que aplica una multa a 380 reclamos por Excesivo Consumo aduciendo su falta de tratamiento por parte de EDESUR; la N° 60 (26/06/2020), que aplica sanciones en materia de Seguridad en la Vía Pública en relación a los Reclamos del trimestre julio a septiembre de 2018; y la N° 63 (03/07/2020) en relación a incumplimientos detectados en las inspecciones que el regulador realizó a nuestras oficinas comerciales en el año 2017.

En pos de avanzar hacia una solución que permita regularizar las deudas que mantienen las autoridades de la Provincia de Buenos Aires y del Estado Nacional en relación a los suministros de los Barrios Carenciados, el día 8 de agosto de 2020 autoridades de EDESUR se reunieron con el Gobernador de la Provincia de Buenos Aires.

La propuesta acercada por EDESUR consiste en un procedimiento acordado que le garantice al Gobierno de la Provincia de Buenos Aires que los fondos que se reciban en dicho concepto serán usados por EDESUR exclusivamente para la ejecución de obras de infraestructura eléctrica en dicha Provincia.

El día 14 de agosto la Cámara del Senado convirtió en LEY el proyecto para la Ampliación del Presupuesto 2020. El cual en sus artículos 18° a 20°, los cuales establecen la posibilidad de otorgar créditos por el equivalente a 3 facturas de CAMMESA a aquellas distribuidoras que se encuentren al día con dicha compañía o tengan un Plan de Pago vigentes por deudas anteriores al 31 de octubre de 2020. Los cuales fueron posteriormente observados (vetados) por el respectivo decreto reglamentario.

Adicionalmente los artículos 13° y 14° crearon el Programa de Emergencia de Infraestructura Municipal de la Provincia de Buenos Aires. (PREIMBA) para el mantenimiento y obras en ámbitos urbanos, suburbanos y rurales de la Provincia. Estando el Ministerio del Interior y de Obras Publicas a cargo del dictado la reglamentación para su instrumentación.

Durante el mes de Julio el Interventor del ENRE emitió una gacetilla comunicando los resultados a los que había arribado por su auditoria respecto del proceso de Revisión Tarifaria Integral realizada por la administración anterior. Dicha gacetilla confunde reiteradas veces los aumentos de Tarifa (Costo Mayorista – Subsidio + Remuneración de la Distribuidora) con la Remuneración de la Distribuidora fijada en dicha RTI. A la fecha no se ha podido acceder al expediente que refiere la misma y que habría sido girado al Ministerio de Desarrollo Productivo.

Durante el mes de julio varios Intendentes de los municipios del área de concesión de EDESUR, debido a los diversos problemas internos en barrios carenciados y por ende de responsabilidad de los mismos, han estado difundiendo comunicados de presan que en principio señalarían deficiencias del servicio de EDESUR. Entre ellos la emisión por parte del ENRE de 3 multas esperables y de cadencia normal por seguridad en la vía pública:

- Resolución ENRE 85/20: es un caso de una línea BT en Ezeiza que termino en un incendio. Multa 350.000 kWh
- Resolución ENRE 86/20: es un incumplimiento a la instrucción del ENRE por denuncia del Consejo deliberante de Lomas de Zamora sobre una boca de expendio (suministro a barrio carenciado). Multa 200.000 kWh
- Resolución ENRE 87/20: es una multa trimestral de control SVP de abril, mayo y junio del año 2018, correspondiente a 3.020 anomalías. Multa 41.603.000 kWh

El día 21 de septiembre se publicó el Decreto 756 el cual amplía los beneficios de los DNU 311/2020 y 543/2020 en caso de mora o falta de pago de hasta siete (7) facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1° de marzo de 2020 para los clientes vulnerables (anteriormente 3 y luego 6); y prorroga su lapso de aplicación hasta el 31 de diciembre de 2020.

Brasil

En Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Enel Distribución Ceará y Enel Distribución São Paulo cada 4 años y en Enel Distribución Río y Enel Distribución Goiás cada 5 años) que corresponden a la revisión de tarifa normales (“RTO”); (ii) Reajustes anuales pues a diferencia de otros países, en Brasil la tarifa no se indexa automáticamente con la inflación, (“IRT”); y (iii) Revisiones extraordinarias (“RTE”), cuando se produzcan eventos relevantes que pueden alterar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras.

En septiembre de 2012, el Gobierno aprobó la Medida Provisoria N° 579, uno de cuyos objetivos fue reducir algunos gravámenes y recargos especiales de la tarifa eléctrica que pagaba el cliente final, y que en adelante serían cubiertos con presupuesto estatal. En enero de 2013, la Medida Provisoria se convirtió en la Ley 12.783, la que dio origen a la realización de Revisiones Tarifarias Extraordinarias, con un promedio de reducción de un 18% en todo el país. Para Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., esta reducción tarifaria tuvo efecto desde finales de enero de 2012 hasta abril de 2013 (momento en el cual entraron en vigencia los reajustes anuales respectivos).

ANEEL finalizó en abril de 2014, el proceso de revisión periódica de tarifas de Enel Distribución Río S.A. para el periodo 2014-2019, con efecto retroactivo a contar del 15 de marzo de 2014.

El 1 de marzo de 2015, a través de la Resolución N °1858/2015, Enel Distribución Ceará S.A. tuvo una revisión extraordinaria, incrementándose su tarifa un 10,28% para hacer frente a los aumentos en los cargos por concepto de la Cuenta de Desarrollo Energético) y los costos de compra de energía.

La última revisión tarifaria periódica de Enel Distribución Ceará S.A. se realizó en 2015 (la primera de nuestras empresas distribuidoras en usar la nueva metodología del cuarto ciclo tarifario) para el periodo 2015-2019, y ha sido aplicada desde el 22 de abril de 2015, y es provisional porque no se aprobaron las metodologías de revisión tarifaria en el tiempo. El aumento adicional promedio de las tarifas fue de 11,69%, según el aprobado en la Resolución N° 1882/2015. En 2016, se calculará la revisión final y las diferencias positivas y negativas derivadas de la aplicación de la nueva metodología se incluirán en el reajuste de 2016.

Enel Distribución Ceará S.A. empezará a usar la metodología del cuarto ciclo tarifario para su revisión tarifaria en marzo de 2019, pero en marzo de 2015 tuvo un incremento promedio anual ordinario final del 37,3% (Resolución 1869/2015), esencialmente debido a incrementos en la Parte A.

Finalmente, todavía en el ámbito del Cuarto Ciclo, se aprobó, el 17 de noviembre de 2015, el módulo 2.3 de los Procedimientos de Revisión Tarifaria, referente al cálculo de la Base de Remuneración, en el cual se crea un Banco de Precios de Referencia para valoración de algunas partidas de la base de remuneración en las siguientes revisiones tarifarias.

Con respecto a Enel Cien, la ANEEL aprobó el resultado de la primera revisión periódica, que se aplicó a contar del 1 de julio de 2015, con una disminución de un 7.49% en las tasas, según el aprobado en la Resolución N° 1.902/2015.
En Sesión de Directorio celebrada el 8 de marzo de 2016, la ANEEL homologó el reajuste tarifario de Enel Distribución Río a partir del 15 de marzo de 2016. El reajuste fue un aumento promedio de 7,38% para todos los clientes de Enel Distribución Río (7,15% para los consumidores de baja tensión y 7,89% para los consumidores de alta tensión).

El 12 de abril de 2016, la ANEEL a través de la Resolución N° 2061, aprobó los resultados definitivos de la cuarta revisión tarifaria periódica ("RTP") de Enel Distribución Ceará S.A., cuyos efectos fueron incluidos en el reajuste tarifario de 2016.

El 19 de abril de 2016, la ANEEL mediante la Resolución N° 2.065 estableció las tarifas de energía de Enel Distribución Ceará S.A. resultante del proceso de reajuste anual de tarifas 2016, donde el aumento medio percibido por los consumidores fue de un 12,97%.

Colombia

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP). Estos cargos incluyen el valor nuevo de remplazo de todos los activos en funcionamiento; el gasto de administración, operación y mantenimiento (AOM), así como los activos no eléctricos utilizados en el negocio de distribución.

Los cargos de distribución vigentes para Codensa fueron publicados por la CREG en octubre de 2009.

La Comisión de Regulación emitió la Resolución CREG N° 95 de 2015 donde se define la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración regulada (WACC) para las actividades de distribución y transmisión eléctrica, así como para la distribución y transporte de gas natural.

En febrero de 2019, la CREG publicó la Resolución CREG 016 de 2019, que modifica la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018, que responde a la metodología anteriormente mencionada.

En febrero de 2018 la Comisión de Regulación publicó la Resolución CREG 015 de 2018 que decide de manera definitiva la Metodología de Remuneración de Distribución para el nuevo periodo tarifario, en la que se determinan la remuneración de la base de activos existente, la presentación de planes de inversiones, la remuneración de gastos de operación y mantenimiento y se define sendas de mejoramiento de pérdidas y calidad del servicio.

Posteriormente producto de los comentarios enviados por los agentes en julio de 2018 se expidió la resolución CREG 085 de 2018 ,151 de 2018, 036 de 2019 y 199 de 2019, mediante la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de la resolución CREG 015, incluyendo el factor de ajuste retroactivo, la revisión del plan de inversiones y la aplicación del esquema de calidad. Finalmente, en diciembre de 2019 la Comisión publicó la Resolución CREG 189 de 2019: que aprueba las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por CODENSA.

En septiembre la Comisión publicó la Resolución CREG 114 de 2018, por la cual se determinan los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado.

En mayo de 2019, El Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40459. Esta nueva regulación del Ministerio revisa los lineamientos de política pública sobre Infraestructuras de Medición Avanzada (AMI), en el servicio público de energía eléctrica.

En mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo, donde dio los siguientes lineamientos:

- Se prorrogan los subsidios a estratos 1, 2 y 3 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- Se crea un régimen transitorio especial para asegurar la sostenibilidad de la prestación eficiente del servicio: i) sobretasa por kilovatio hora consumido para fortalecer al Fondo Empresarial en el territorio nacional ($4 COP por kilovatio hora); y ii) contribución adicional de 1% a la SSPD regulada en el artículo 85 de la Ley 142 de 1994.
- Se modifica la Ley 143 de 1994 para ampliar la restricción de integración vertical y restringir la integración a través de grupos empresariales.
- En cualquier caso, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que delegue, reglamentará el alcance de lo anteriormente mencionado.

En septiembre de 2019, la SSPD público el reglamento de la sobretasa nacional de 4 $/kWh, como parte de las medidas requeridas para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica a cargo de las empresas intervenidas por parte de la SSPD, esta tasa se aplicará a los estratos 4,5 y 6; comerciales e industriales, se causará a partir de noviembre y será retroactiva a julio y su recaudo se considera un ingreso de terceros.

En octubre de 2019, la Comisión publica la Resolución CREG 129 de 2019; establece la fórmula de traslado en el componente de compras de energía al usuario regulado de los precios del mecanismo de contratación que suscriban contratos resultantes de la subasta de la que trata la Resolución 40590 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía.

En octubre de 2019, la Comisión publica la Resolución CREG 130 de 2019, definen los principios, comportamientos y procedimientos que deben cumplir los comercializadores minoristas en la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado.

En octubre de 2019 la CREG expidió la Resolución CREG 142 de 2019, establece la fórmula de traslado en el componente de compras de energía al usuario regulado de los precios de los contratos del mecanismo complementario.

En diciembre de 2019 la Comisión publicó el proyecto de Resolución CREG 155 de 2019, que contiene las bases conceptuales para la remuneración de la actividad de comercialización.

En diciembre de 2019 la Comisión publicó la Resolución CREG 198 de 2019, por la cual prorroga la aplicación de los subsidios a los usuarios de estrato 1 y 2.

El 15 de enero de 2020, la Compañía interpuso recurso de reposición a la resolución CREG 189 ante la CREG.

El 17 de marzo de 2020, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 417 de 2020 donde declara el estado de emergencia económica, social y ecológica en todo el territorio nacional por el término de treinta (30) días, con el fin de conjurar la grave calamidad pública que afecta el país por causa del nuevo coronavirus COVID-19.

El 22 marzo de 2020, mediante el Decreto 457 de 2020 se ordenó el aislamiento preventivo obligatorio de los habitantes la República de Colombia a partir de cero horas (00:00 horas) del 25 de marzo de 2020 hasta las cero horas (00:00 horas) del día 13 de abril 2020.

La CREG expidió las Resoluciones CREG.ADM 050/2020 y CREG.ADM 052/2020 mediante las cuales suspende los términos procesales de las actuaciones administrativas de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. La Resolución ADM 052/20 modificó el tiempo dispuesto en la Res ADM 050/20 quedando en definitiva dicha suspensión a partir del 24 de marzo de 2020 y hasta el 12 de abril de 2020 inclusive.

En particular se destaca que esta resolución suspende hasta el 12 de abril la actuación de la CREG en dar respuesta al Recurso de Reposición interpuesto por CODENSA a la Resolución CREG 189/19 acerca de los cargos e ingresos de la actividad de distribución.

Normatividad expedida por el Ministerio de Minas y Energía y La Comisión de Energía y Gas en el segundo trimestre de 2020 por causa del COVID-19:

- Nuevos Normatividad de Declaratoria del estado de emergencia económica y adopción de nuevas medidas: Decreto 417, Decreto 637, Decreto 798, Res 131y132.
- Aislamiento preventivo obligatorio, Decreto 457, 531,593 y 636,749.
- Res MME 517. Pagos diferidos Estrato 1 y 2; Línea de crédito empresas; aportes voluntarios y giros subsidios sin conciliar.
- Res. CREG 058, Res.CREG 108, y Res CREG 104: Adoptan medidas transitorias para el pago de las facturas del Mercado Mayorista.
- Res. CREG 056.061, Cir. CREG 036 y Res. CREG 107: Opciones de financiación en el mercado mayorista.
- Res. CREG 043: Reglas transitorias sobre la limitación de suministro y de retiro del mercado.
- Decreto 581, Nueva Línea de crédito - Findeter
- Decreto D.C. 123 y Res 157: Alcaldía asume un beneficio del 10% de consumo de energía a los estratos 1, 2, 3 y 4.
- Res. MME 40130, Mecanismo de aporte voluntario de usuarios estratos 4, 5 y 6, y los usuarios comerciales e industriales.

El 24 de junio de 2020, la Comisión expidió la Resolución CREG 122 de 2020, que aprueba los cargos de distribución de manera definitiva para Enel Codensa. En su aprobación la Comisión resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa a la Resolución CREG 189 de 2019.

En suma, la Comisión en su aprobación definitiva hace la corrección de la Base de Activos, la incorporación de eventos adicionales en el cálculo de indicadores de calidad y la aplicación retroactiva de incentivos por calidad del servicio.

Normatividad expedida en el tercer trimestre de 2020 por causa del COVID-19:

- Decreto 1168 de 2020 del Gobierno Nacional que da por terminado el Aislamiento Obligatorio por el Aislamiento Selectivo, impulsando la reactivación de la vida económica y social. A partir de 01.09.2020.
- Decretos 1076 de 2020 del Gobierno Nacional. Aislamiento obligatorio, condiciones, movilidad y apertura de sectores económicos en municipios. Vigente hasta 31 de agosto de 2020.
- Res 152 periodo de gracia para el cobro del primer pago de cada factura se realice 4 meses después. Opción tarifaria hasta noviembre, crecimiento menor a 0,6 % hasta enero 2021.

- Dado que se ha establecido la prórroga de la emergencia hasta el 30 de noviembre, la tarifa aplicable al consumo de subsistencia para estratos 1 y 2, debe seguir considerando la menor variación entre el IPC y Cu.

El 20 de agosto de 2020, la Superintendencia de Servicios Públicos expidió la Resolución 20201000033335 - Tarifa Contribución Especial y Contribución Adicional Fondo Empresarial, el valor fue pagado en septiembre y se trasladara a tarifa en el mes de octubre, el valor a reconocer es lo correspondiente a la actividad de comercialización y se traslada en doceavas partes hasta completar el año.

Perú

En Perú, el proceso para la determinación de la tarifa de distribución se lleva a cabo cada 4 años, y se denomina "Fijación del Valor Agregado de Distribución" ("VAD"). Excepcionalmente, el último proceso tuvo una duración de 5 años, dado que se requería de un año para implementar las últimas reformas aprobadas en 2015 mediante Decreto Legislativo N° 1221.

A lo largo del 2018, se llevó a cabo el proceso de determinación del VAD para Enel Distribución Perú correspondiente al periodo 2018-2022. El regulador revisó los estudios de costos propuestos, efectuó observaciones, y las empresas de distribución sustentaron técnicamente sus propuestas. Al final de dicho proceso tarifario, en general, se mantuvieron los ingresos anuales que percibía la empresa antes del inicio del mismo, los cuales correspondían al periodo tarifario 2013-2017.

Cabe señalar que la regulación peruana sigue el esquema regulatorio de empresa modelo eficiente, de manera que en cada periodo tarifario se establecen los costos de inversión eficientes y de operación y mantenimiento estándar que serán reconocidos a cada empresa de distribución bajo los parámetros y criterios definidos por el Osinergmin (organismo regulador). Antes de la reforma aprobada por D. Leg. N° 1221 la empresa modelo se fijaba por sectores de distribución típicos, mientras que, a partir del periodo tarifario de 2018, la empresa modelo eficiente se construye individualmente para cada distribuidora con más de 50.000 clientes.

5. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS

5.1.- Operación Central Rio Negro (CODENSA).

En el mes de octubre de 2018 la Junta Directiva de Codensa aprobó iniciar el proceso de venta de la Pequeña Central Hidroeléctrica PCH Rio Negro y la contratación de una banca de inversión que canalice dicho proceso de venta.

La PCH Rio Negro se recibió producto de la fusión con la Empresa de Energía de Cundinamarca - EEC en el año 2016. Considerando que CODENSA fue constituida después del año 1992 le es aplicable la restricción de integración vertical y por lo tanto no puede operar ni representar comercialmente ningún activo de generación. Debido a lo anterior, la PCH fue operada por Emgesa S.A. E.S.P. bajo un contrato de usufructo.

Luego de un proceso de venta desarrollado durante el 2019, la transacción se ejecutó exitosamente firmando el contrato de compraventa del activo el 26 de diciembre de 2019. El 82% del precio de compra acordado ha sido efectivamente recaudado por Codensa y el saldo está condicionado a la transferencia total de los inmuebles, cuyo trámite está en curso.

Teniendo en cuenta el proceso de venta y lo establecido en la NIIF 5" Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas" previo a la clasificación como activo no corriente mantenido para la venta, la PCH fue registrada a valor razonable; durante el 2019 se efectuaron adiciones de cumplimiento obligatorio por temas ambientales y se actualizó el valor razonable.

Al 30 de junio de 2020 se realizó la baja del activo y pasivo mantenidos para la venta, dado que a esa fecha Codensa no poseía el control sobre los activos cedidos.

A continuación, se presentan los activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2019.

	31/12/2019 MUS$
Propiedades, planta y equipo	11.326
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	**11.326**
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.791
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**3.791**

6. COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y ADQUISICIONES

6.1 ADQUISICIÓN DE ENEL DISTRIBUCIÓN SAO PAULO S.A. ("EX ELETROPAULO METROPOLITANA DE ELETRICIDADE DE SAO PAULO S.A.")

Con fecha 17 de abril de 2018, la filial Enel Brasil S.A., a través del vehículo 100% de su propiedad Enel Investimentos Sudeste S.A. (Enel Sudeste), lanzó una Oferta Pública de Acciones (OPA) voluntaria sobre todas las acciones emitidas por la distribuidora de energía eléctrica brasileña Enel Distribución Sao Paulo S.A., condicionada a la adquisición de más del 50% de tales acciones de manera de obtener el control de la misma.

Con fecha 4 de junio, Enel Sudeste recibió la aprobación de la autoridad brasileña de la Libre Competencia, o Conselho Administrativo de Defensa Econômica ("CADE"). En esta misma fecha se confirmó el éxito de la OPA y la adquisición de la subasta inicial, que fue perfeccionada mediante el pago del precio y transferencia de las acciones a favor de Enel Sudeste, la que tuvo lugar el día 7 de junio de 2018, fecha desde la cual aplica la contabilización de compra establecida en NIIF 3, Combinaciones de Negocios. En concreto, se adquirieron 122.799.289 acciones, todas de una misma clase, que correspondían al 73,38% del capital social de Enel Distribución Sao Paulo S.A. por un total de BRL5.552.984 (US$1.484 millones).

Complementando lo anterior, con fecha 11 de junio de 2018, la Agência Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) emitió nota técnica aprobando la toma de control de Enel Distribución Sao Paulo S.A., la cual se produjo con la compra de las acciones citadas en los párrafos precedentes. Esta nota técnica fue publicada por la ANEEL con fecha 26 de junio de 2018.

Atendiendo a que los accionistas de Enel Distribución Sao Paulo S.A. tenían plazo hasta el día 4 de julio de 2018 para vender a Enel Sudeste el remanente de acciones, al mismo precio ofrecido en la OPA (45,22 Reales brasileños por acción), durante los meses de junio y julio se perfeccionaron incrementos de participación adicionales. En efecto, los días 22 y 30 de junio y 2 y 4 de julio de 2018 se adquirieron 4.692.338, 4.856.462, 14.525.826 y 9.284.666 acciones, respectivamente, equivalentes a un total de BRL1.516.362 (US$ 384 millones). Estas adquisiciones posteriores representaron un aumento desde el 73,38% hasta el 95,05%.

Con fecha 19 de septiembre de 2018 el Consejo de Administración de Enel Distribución Sao Paulo S.A. aprobó un aumento de capital social de la compañía por un valor de BRL1.500.000, mediante la emisión de 33.171.164 de nuevas acciones. Enel Sudeste concurrió a este aumento de capital, adquiriendo 33.164.964 de las nuevas acciones (US$395 millones) con lo cual incrementó su participación hasta el 95,88% de la compañía.

La moneda funcional de Enel Distribución Sao Paulo S.A. es el Real Brasileño (BRL). Enel Américas ha convertido los efectos iniciales de la combinación de negocios a su moneda de presentación usando el tipo de cambio vigente a la fecha de la adquisición. Al cierre de cada periodo de reporte los estados financieros de Enel Distribución Sao Paulo S.A. son convertidos siguiendo el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

Enel Distribución Sao Paulo S.A. posee un área bajo concesión que abarca 4.526 km², la cual concentra la mayor parte del producto interno bruto y la más alta densidad demográfica en Brasil, con 1.581 unidades consumidoras por km², lo que corresponde al 33,3% del total de energía eléctrica consumida en el Estado de Sao Paulo y el 9,3% del total de Brasil. Atiende una demanda de aproximadamente 7,2 millones de unidades consumidoras, cuenta con 7.355 colaboradores propios, y dispone de una infraestructura conformada por 156 subestaciones.

A partir de la fecha de adquisición, Enel Distribución Sao Paulo S.A. contribuyó ingresos de actividades ordinarias por MUS$2.214.855 e ingresos antes de impuestos por MUS$39.227 a los resultados de Enel Américas para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2018, se estima que, para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían incrementado en MUS$3.587.161 y el resultado antes de impuesto habría disminuido en MUS$14.678.

Activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición
Valores definitivos

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable MBRL	Valor razonable MUS$
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.037.105	273.439
Otros activos no financieros corriente	400.311	105.544
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	3.948.137	1.040.949
Inventarios	275.129	72.539
Activos por impuestos corrientes	41.179	10.857
Otros activos financieros no corrientes	3.205.469	845.140
Otros activos no financieros no corrientes	1.056.711	278.608
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	205.249	54.115
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.055.574	2.914.866
Propiedades, planta y equipo	65.804	17.350
Propiedad de inversión	44.049	11.614
Activos por impuestos diferidos	3.229.417	851.455
Otros pasivos financieros corrientes	(2.266.501)	(597.576)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(3.551.676)	(936.420)
Otras provisiones corrientes	(759.862)	(200.342)
Otros pasivos no financieros corrientes	(600.990)	(158.454)
Otros pasivos financieros no corrientes	(2.505.299)	(660.537)
Otras cuentas por pagar no corrientes	(567.355)	(149.586)
Otras provisiones no corrientes (*)	(2.788.278)	(735.146)
Pasivo por impuestos diferidos	(3.009.203)	(793.394)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	(3.327.621)	(877.347)
Total	**5.187.349**	**1.367.674**

(*) incluye pasivos contingentes por un monto de MBRL 1.252.000 (MUS$ 330.097), que la Sociedad registró como pasivos asumidos en la fecha de adquisición. Los principales pasivos contingentes identificados en la combinación de negocios se revelan en la nota 35.3.b.32-48.

Determinación de la plusvalía
Valores definitivos

	MBRL	MUS$
Contraprestación transferida en efectivo	7.069.345	1.863.874
Participaciones no controladoras asumidas en la adquisición	256.616	67.658
(-) Valor neto activos adquiridos y pasivos asumidos	(5.187.349)	(1.367.674)
Monto plusvalía comprada	**2.138.612**	**563.858**

La plusvalía es atribuible principalmente al valor de las sinergias que se esperan lograr a través de la integración de Enel Distribución Sao Paulo en el Grupo. Estas sinergias están relacionadas, entre otras, con la generación de nuevos negocios, eficiencias en inversiones y costos administrativos.

A continuación, se muestran los montos pagados para obtener el control de Enel Distribución Sao Paulo S.A.:

Efectivo y equivalentes al efectivo para obtener el control de Enel Distribución Sao Paulo	MUS$
Importes por la adquisición pagados en efectivo y equivalentes al efectivo	(1.863.874)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en la entidad adquirida	273.439
Total neto	**(1.590.435)**

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Efectivo en caja	3.248	830
Saldos en bancos	528.349	593.747
Depósitos a corto plazo	981.039	1.168.331
Otros instrumentos de renta fija	92.670	176.089
Total	**1.605.306**	**1.938.997**

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión. No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

b) El detalle por tipo de moneda del efectivo y efectivo equivalente, es el siguiente:

Moneda	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Peso chileno	1.162	142.878
Peso argentino	52.609	49.846
Peso colombiano	357.704	185.423
Real brasileño	960.573	699.418
Sol peruano	79.318	188.655
Dólar estadounidense	153.836	672.694
Euro	104	83
Total	**1.605.306**	**1.938.997**

c) La siguiente tabla presenta los principales flujos utilizados en “Otros pagos por actividades de operación” incluidos en el Estado de Flujos de Efectivo:

Otros pagos de actividades de operación	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30/09/2019 (No auditado) MUS$
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) **(1)**	(1.935.419)	(2.703.320)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar **(2)**	(248.914)	(471.236)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) **(3)**	(557.831)	(948.544)
Otros pagos varios de actividades de operación **(4)**	(258.384)	(293.618)
Total otros pagos por actividades de operación	**(3.000.548)**	**(4.416.718)**

(1) Los principales componentes de pagos por otros impuestos son los siguientes:

- ICMS: Es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte. Los pagos por concepto de ICMS fueron MUS$1.511.614 y MUS$1.968.068 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, respectivamente.
- Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el “Programa de Integração Social” (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las compañías, cuyo objetivo es financiar el pago del seguro de desempleo y de ayuda a trabajadores de baja renta, mientras que el “Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social” (COFINS), es un impuesto de contribución federal, aplicado sobre los ingresos brutos provenientes de las ventas comerciales. Los montos totales pagados por PIS/COFINS fueron MUS$328.362 y MUS$643.246 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, respectivamente.
- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS$65.643 y MUS$61.103 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, respectivamente.

(2) Nuestra filial Colombiana Codensa, firmó un acuerdo con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Codensa. En virtud de este acuerdo, Codensa administra la recaudación de las cuentas por cobrar de la otra parte del acuerdo, dado que ellas son facturadas como parte de las facturas que Codensa emite mensualmente a sus clientes. Los pagos están relacionados con los montos mensualmente cobrados bajo el acuerdo de administración de cobranza, mientras que los cobros se presentan como "Otros cobros de actividades de la operación".

(3) En Brasil, la Ley 10,438/2002 creó la "Conta de Desenvolvimento Energético" (Cuenta de Desarrollo Energético - CDE). La CDE es un fondo gubernamental cuyo objetivo es promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, promover la globalización de los servicios energéticos y subsidiar clientes residenciales de baja renta. El fondo es financiado mediante cargos incluidos en las tarifas a clientes y generadores y contribuciones gubernamentales.

(4) Otros pagos varios de actividades de operación incluyen diversos tipos de pagos individualmente no significativos que están relacionados con actividades de la operación.

d) La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiación del Grupo al 30 de septiembre de 2020 y 2019, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo. Los pasivos que se originan por actividades de financiación son aquellos para los cuales flujos de efectivo fueron, o flujos de efectivo serán, clasificados en el estado de flujos de efectivo como flujos de efectivo de actividades de financiación:

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01/01/2020	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo					Saldo al 30/09/2020
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Préstamos Corto plazo	**1.406.934**	1.205.406	(680.999)	(217.265)	**307.142**	(688)	(179.754)	231.163	-	843.493	**2.608.290**
Préstamos Largo plazo	**4.855.528**	362.153	(89.819)	(4.498)	**267.836**	(954)	(847.213)	14.246	-	(830.744)	**3.458.699**
Pasivo por arrendamientos	**190.267**	-	(65.537)	(2.985)	**(68.522)**	-	(25.442)	7.341	43.156	-	**146.800**
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	**(67.937)**	42.243	-	-	**42.243**	3.052	(205.680)	(850)	-	11.812	**(217.360)**
Total	**6.384.792**	**1.609.802**	**(836.355)**	**(224.748)**	**548.699**	**1.410**	**(1.258.089)**	**251.900**	**43.156**	**24.561**	**5.996.429**

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01/01/2019	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo					Saldo al 30/09/2019 (No auditado)
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Préstamos Corto plazo	**4.392.177**	2.967.471	(6.323.056)	(492.447)	**(3.848.032)**	(1.763)	(42.770)	483.614	-	763.029	**1.746.255**
Préstamos Largo plazo	**4.541.131**	1.362.144	(257.320)	-	**1.104.824**	-	(183.416)		-	(772.488)	**4.690.051**
Pasivo por arrendamientos	**121.973**	-	(39.795)	(6.298)	**(46.093)**	-	4.657	8.959	103.002	134	**192.632**
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	**(130.195)**	-	-	-	**-**	(12.620)	(38.199)	-		-	**(181.014)**
Total	**8.925.086**	**4.329.615**	**(6.620.171)**	**(498.745)**	**(2.789.301)**	**(14.383)**	**(259.728)**	**492.573**	**103.002**	**(9.325)**	**6.447.924**

(1) Corresponde al devengamiento de intereses.

8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de otros activos financieros al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	157.489	57.623	7	70
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	3.084	30.040	148	3.139
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	2.107.166	2.652.064
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	611	320
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	9.163	12.689	240.520	342.599
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	193.269	18.508	24.090	51.619
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	15.729	1.523	-	-
Total	**378.734**	**120.383**	**2.372.542**	**3.049.811**

(1) Los montos incluidos en activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados y activos financieros a costo amortizado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son facilmente 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 tal como se define en la nota 3.g.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).

(2) Corresponden a acuerdos de concesión los cuales incluyen a Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A. (cuyos saldos al 30 de septiembre de 2020 son MUS$703.207 (MUS$898.154 al 31 de diciembre de 2019), MUS$499.947 (MUS$589.684 al 31 de diciembre de 2019), MUS$34.237 (MUS$37.589 al 31 de diciembre de 2019) y MUS$869.775 (MUS$1.126.637 al 31 de diciembre de 2019), respectivamente). La legislación vigente establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del periodo de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión, ver nota 3.d.1.

(3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), ver nota 3.d.1.

(4) Ver nota 23.2.a)

(5) Ver nota 23.2.b)

9. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

a) La composición de otros activos no financieros al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Otros activos no financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	26.770	57.124	97.613	141.807
Fondo de aportaciones a Enel Distribución Goiás (1)	5.492	3.357	167.659	234.947
Servicios en curso prestados por terceros	10.028	10.929	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	76.906	94.672	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	253.266	340.477
Activos en construcción CINIIF 12 (2)	-	-	272.375	358.289
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (3)	187.423	169.404	1.322.522	1.435.282
Gastos pagados por anticipado	20.977	18.193	-	-
Otros	111.922	132.483	134.587	225.088
Total	**439.518**	**486.162**	**2.248.022**	**2.735.890**

(1) De acuerdo a la Ley 17.555 del 20 de enero de 2012, el Estado de Goiás en Brasil creó el Fondo de Aporte a Enel Distribución Goiás (Fundo de Aporte à CELG D – "FUNAC" de ahora en adelante), regulado por el decreto N°7.732, del 28 de septiembre de 2012, con el objetivo de reunir y destinar recursos financieros para el reembolso a Enel Distribución Goiás de los pagos de contingencias de cualquier naturaleza cuyo origen haya ocurrido hasta la transferencia del control accionario a Eletrobrás, lo que ocurrió durante el mes de enero de 2015, conforme a los términos del acuerdo de accionistas y gestión, así como a los términos de cooperación de FUNAC. Los recursos del referido fondo dependen de aportes efectuados por el gobierno del Estado de Goiás y de los créditos recibidos por juicios ganados por Enel Distribución Goiás, con origen hasta la misma fecha, que son reembolsados al fondo en cuestión.

Durante el año 2019, el estado de Goiás promulgó una Ley, que limita el periodo de cobertura de la Ley 17.555, pasando de enero de 2015 a abril de 2012. El Grupo está tomando todas las medidas apropiadas con tal de mantener los derechos adquiridos en el momento de la compra de Enel Distribución Goiás, los que se encuentran garantizados por el propio Estado de Goiás, según lo establecido en el contrato de compra y venta firmado el 14 de febrero de 2017. Los recursos presentados por el Grupo argumentan que el derecho a la garantía es legal y contractual, siendo claramente ilegales las acciones del estado de Goiás, considerándose remota la posibilidad de que las acciones judiciales no resulten en un fallo favorable para la Compañía. (ver nota 35.3.b.19).

Dicho lo anterior, considerando que los recursos no son definitivos, a septiembre de 2020 y al cierre del ejercicio 2019 se reconoció una pérdida por deterioro por MUS$11.283 y MUS$110.774, respectivamente, que corresponde al monto de cuentas por cobrar generadas entre el periodo abril de 2012 y enero de 2015.

(2) Corresponde a activos en construcción referente a concesiones de las subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A..

(3) En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Durante el año 2019, se notificó a Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS, por los periodos comprendidos entre diciembre 2003 y diciembre 2014 para Enel Distribución Sao Paulo, y mayo 2001 en adelante para Enel Distribución Ceará. Durante el mes de marzo de 2020, Enel Distribución Sao Paulo recibió una notificación similar por el periodo enero 2015 en adelante.

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará reconocieron activos por MUS$1.291.356 y MUS$255.506, respectivamente, al cierre del tercer trimestre de 2020 (MUS$1.244.266 y MUS$360.420, respectivamente, al 31 de diciembre 2019).

Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y se llevará a cabo de acuerdo con las regulaciones de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

Por otra parte, están pendientes de resolución las acciones judiciales presentadas por nuestras filiales Enel Rio y Enel Goias, a la espera de la sentencia definitiva de los Tribunales Regionales respectivos.

Cabe destacar que el PIS COFINS son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia social y la seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las compañías. El “imposto sobre circulação de mercadorias e serviços” (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte”. (ver nota 24 y 35.3.b.25).

b) La composición de otros pasivos no financieros al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Otros pasivos no financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	218.108	286.816	48.873	57.009
Otros	22.751	33.939	44.273	54.259
Total	**240.859**	**320.755**	**93.146**	**111.268**

10. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	**3.412.391**	**4.243.413**	**560.028**	**617.218**
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	2.867.340	3.219.045	105.670	122.428
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	398	-	7.558	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	544.653	1.024.368	446.800	494.790

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	**2.751.457**	**3.504.457**	**522.643**	**587.957**
Cuentas comerciales por cobrar, neto	2.209.681	2.576.458	68.447	99.876
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	398	-	7.558	-
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	541.378	927.999	446.638	488.081

Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Activos sectoriales Brasil (i)	257.656	557.504	157.350	166.040
Cuentas por cobrar "baja renta" (ii)	149.205	168.025	-	-
Cuentas proyecto VOSA (iii)	44.008	42.442	278.465	308.077
Cuentas por cobrar al personal	10.622	11.024	10.578	12.850
Otras	79.887	149.004	245	1.114
Total	**541.378**	**927.999**	**446.638**	**488.081**

(i) Los activos y pasivos regulatorios (o sectoriales) se registran como consecuencia de la firma, en diciembre de 2014, de sendas enmiendas efectuadas a los contratos de concesión originales que habían celebrado nuestras filiales de Distribución Eléctrica en Brasil. Mediante estas enmiendas se estableció que, además de los montos de compensación derivados de las inversiones no amortizadas durante los respectivos periodos de concesión (ver nota 9 (2)), los saldos de activos y pasivos regulatorios que no se hubiesen recuperado o devuelto a través de los ciclos tarifarios también estarán sujetos a compensación o devolución por parte del Estado. Lo anterior implica que realización de estos activos o la liquidación de los pasivos no depende de la facturación que se logre efectuar a los clientes durante el periodo de concesión.

Estos activos y pasivos regulatorios surgen de las diferencias entre el costo real y el costo considerado en los reajustes tarifarios y generan un activo en la medida que el costo real es mayor que el contemplado en la tarifa, o a un pasivo cuando los costos reales son inferiores a los contemplados en la tarifa. Estas diferencias son consideradas por la ANEEL, que es la entidad gubernamental que regula las tarifas eléctricas en Brasil, en el siguiente proceso de ajuste tarifario de cada empresa concesionaria.

En general, producto de la operación normal de las Compañías, estos activos y pasivos regulatorios se van cobrando o liquidando a través de las facturaciones a clientes en un periodo que está en un rango promedio entre 10 y 24 meses.

CONTA-COVID

Con fecha 18 de mayo de 2020, se publicó en el diario oficial de Brasil el Decreto Nº 10.350, que autorizó la creación de la CONTA-COVID. En esencia, consiste en el establecimiento de un mecanismo de anticipo de caja a las Compañías de Distribución Eléctrica, respecto a cuentas por cobrar ya devengadas, que en una operación normal se recuperarían mediante la facturación futura a clientes, una vez efectuados los correspondientes procesos de actualización tarifaria. La CONTA-COVID es administrada por la Cámara Comercializadora de Energía Eléctrica – CCEE.

La CONTA-COVID está regulada por la Resolución Normativa N° 885 del Ministerio de Minas y Energía, de fecha 23 de junio de 2020, y los fondos de misma se obtuvieron a través de un “préstamo sectorial”, contratado por un conjunto de bancos. La CCEE centralizó la contratación de operaciones de crédito y transfirió los fondos a las Empresas de Distribución Eléctrica, de acuerdo al tope establecido por la ANEEL para cada compañía.

La CONTA-COVID garantiza los recursos económicos necesarios para compensar la pérdida de ingresos por la pandemia y protege al resto de la cadena productiva del sector eléctrico, al permitir que las empresas de Distribución Eléctrica sigan cumpliendo sus contratos. Además, permitió evitar importantes ajustes en las tarifas eléctricas, ya que, sin este mecanismo, se habría generado un impacto para los consumidores en los próximos reajustes, con pago en 12 meses. Con este mecanismo, el impacto se diluirá en un período total de 60 meses.

Al 30 de septiembre de 2020, los montos recibidos por las filiales de Distribución Eléctrica en Brasil, los cuales se registraron contra los correspondientes activos y pasivos sectoriales, se resumen como sigue:

	MBRL	MUS$
Enel Distribución Ceará	380.979	71.740
Enel Distribución Río	417.092	78.409
Enel Distribución Goiás	446.498	83.882
Enel Distribución Sao Paulo	1.389.233	263.102
Total	**2.633.802**	**497.133**

Los incrementos tarifarios diferidos en este período se pagarán por los clientes en hasta 5 años, a partir de 2021, mediante una tarifa sectorial cobrada por las distribuidoras y trasladada a la CCEE. La CCEE, a su vez, amortizará el préstamo contratado con la unión de bancos acreedores del préstamo sectorial.

(ii) Cuentas por cobrar a consumidores de “baja renta” (bajos ingresos) a los cuales se les realiza un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de “baja renta”, donde el Estado brasileño compensa a nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Sao Paulo S.A., ese descuento a título de subsidio estatal.

(iii) Cuentas por cobrar relacionadas con proyecto en Argentina.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2020 y 2019.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 11.1.

b) Al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero de las cuales no se ha registrado provisión de deterioro, es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Con antigüedad menor de tres meses	454.975	551.817
Con antigüedad entre tres y seis meses	106.828	95.451
Con antigüedad entre seis y doce meses	98.181	87.226
Con antigüedad mayor a doce meses	176.097	213.357
Total	**836.081**	**947.851**

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales fueron las siguientes:

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente MUS$
Saldo al 1 de enero de 2019	**799.865**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	159.250
Montos castigados	(168.889)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(22.009)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**768.217**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	178.841
Montos castigados	(51.142)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(197.597)
Saldo al 30 de septiembre de 2020	**698.319**

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a MUS$ 164.944 al 30 de septiembre de 2020, lo que representa un incremento de un 20,0% respecto a la pérdida de MUS$ 137.417 registrada durante

el tercer trimestre de 2019. Este incremento se origina principalmente por los efectos de mayor morosidad generados por COVID-19, principalmente proveniente de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil, por un monto de MUS$74.985, compensado por los efectos negativos de conversión de las distintas monedas extranjeras con respecto al dólar por MUS$46.723. Ver Nota 31.b) Pérdidas por deterioro de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil y 12 meses en Colombia y Perú. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver notas 3.g.3 y 22.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la CMF, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 2.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales. Ver Anexo 2.1.

11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las transacciones y saldos con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones entre sociedades que integran el Grupo Enel Américas han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros intermedios, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre entidades relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

La controladora de Enel Américas es la sociedad italiana Enel S.p.A..

11.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

							Saldo al			
							Corriente		No corriente	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	30/09/2020 MUS$	31-12-2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31-12-2019 MUS$
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	135	145	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure And Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	423	119	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Más de 90 días	-	254	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	908	1.027	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	-	38	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	217	421	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	14	17	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	4	-	-
Extranjera	Enel Green Power Argentina	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	101	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	265	188	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1	36	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	18	18	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.289	1.288	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	29	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	42	115	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	25	53	-	-
Extranjera	Enel Energia S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	-	81	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	72	47	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	83	67	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	-	445	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	83	501	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	34	37	-	-
Extranjera	Enel Green Power North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	69	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	41	41	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	1.348	2.853	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Venta de Energía	Menos de 90 días	4	8	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	583	675	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	325	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	11	13	36	68
Extranjera	Enel X Colombia	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	2	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	403	882	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	97	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	6	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	1.739	1.792	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	157	46	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	723	746	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	22	22	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	83	15	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	2	2	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	2.952	2.682	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Peaje	Menos de 90 días	18	15	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Venta de Energía	Menos de 90 días	5.446	1.122	122	779
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	20	-	-	-
Extranjera	E-Distributie Muntenia	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	44	-	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	108	-	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	69	-	-	-
		Total					**17.457**	**16.369**	**158**	**847**

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al Corriente 30/09/2020 MUS$	Saldo al Corriente 31-12-2019 MUS$	Saldo al No corriente 30/09/2020 MUS$	Saldo al No corriente 31-12-2019 MUS$
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	5.269	2.830	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	851	336		
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	Menos de 90 días	220	-		
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	67	57	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	EUR	Prest. Por pagar	Más de 90 días	150.651	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	Argentina	Matriz Común	ARS	Dividendos	Menos de 90 días	-	18	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	207	221	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	23	-		
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	8	11	-	-
Extranjera	Enel Sole	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.058	1.259	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	25.878	33.938	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	13.571	2.167	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	311	-	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	488	1.117	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Dividendos	Menos de 90 días	-	277.267	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	8.050	8.504	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	52.338	50.841	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	328	-	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	3.187	30.186	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	-	11.695		
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	917	11.702	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	122	212	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.270	9.934	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	8.451	1.424	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	-	4.883	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	63	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	596	506	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	6.623	4.434	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	Menos de 90 días	819	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	3.552	2.350	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	698	1.462	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	Menos de 90 días	430	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	2.262	1.958	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.292	1.295	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	-	223	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	270	122	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	87	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	13.337	3.581	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	3.428	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	222	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.006	547	-	-
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	214	141	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	610	464	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	US$	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	16	23	-	-
Extranjera	Cesi S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	2	48	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.423	1.672	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	104	153	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.217	1.549	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	7	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	38	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	137	229	-	-
Extranjera	Codensa S.A.	Colombia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.518	3.237	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	4.099	3.518	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	765	806	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	12	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	637	901	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	293	205	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	111	272	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	-	552	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	805	412	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	1.699	945	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	212	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	430	387	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile S.P.A	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Energía	Menos de 90 días	14.943	12.577	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	1.021	931	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	25	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	5.137	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	32.997	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	12.215	-	-	-
Extranjera	Servizio Elettrico Nazionale SpA	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	131	-	-	-
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	8	-	-	-
					Total		**388.369**	**494.511**	-	-

c) *Transacciones significativas y sus efectos en resultados:*

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	(5.593)	(5.890)
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(1.355)	(126.475)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	(1.849)	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	(8.585)	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(23.195)	(11.819)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	(2.079)	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(5.313)	(5.256)
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	(1.872)	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	13.718	594
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(106.301)	(67.563)
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	Compra de Energía	-	(5.051)
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	Compra de Energía	(1.999)	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	España	Matriz Común	Compra de Energía	(6.666)	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(2.688)	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	(2.788)	(9.675)
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	Otros Prestaciones de Servicios	-	(4.694)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Otros Gastos Fijos de Explotación	(2.875)	(911)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(8.866)	(9.404)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(2.074)	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.L	Italia	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	(7.483)	-

Los traspasos de fondos de corto plazo entre empresas relacionadas, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones de mercado. Las cuentas por cobrar y pagar originadas por este concepto son esencialmente a 30 días, renovables automáticamente por ejercicios iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.

d) *Transacciones significativas Enel Américas:*

- El 26 de septiembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Brasil, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 9.400 millones, el cual fue desembolsado el 5 de octubre de 2018, a una tasa fija de 7,676% anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 2 de julio de 2019. Los fondos de esta financiación fueron usados para el prepago de las notas promisorias que mantenía Enel Brasil y Enel Sudeste emitidas para la compra de Eletropaulo, hoy Enel Distribución Sao Paulo. La deuda fue cancelada en su respectivo vencimiento, 2 de julio de 2019.

- El 14 de diciembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 300 millones, el cual fue desembolsado el 18 de diciembre de 2018, a una tasa fija de 8% anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 18 de diciembre de 2019 (plazo 1 año). Los fondos de esta financiación fueron usados para working capital y fue cancelada en su fecha de vencimiento.

- El 14 de diciembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Sao Paulo, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 420 millones, el cual fue desembolsado el 18 de diciembre de 2018, a una tasa fija de 8% anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 18 de diciembre de 2019 (plazo 1 año). Los fondos de esta financiación fueron usados para working capital y fue cancelada en su fecha de vencimiento.

- El 20 de mayo de 2020, Enel Américas S.A. formalizó y utilizó en su totalidad, una línea de crédito comprometida revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US$150 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,35%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 20 de mayo de 2021. Durante el período de disponibilidad, Enel Américas S.A. pagará una comisión de disponibilidad anual equivalente a 0,35% del margen sobre el monto no girado. Esta línea de crédito rotativa no posee garantías y se pueden reembolsar anticipadamente, parcial o totalmente, el compromiso junto con el interés acumulado o algún otro costo bajo el acuerdo. Enel Américas S.A. puede requerir renovar un giro enviando una carta 5 (cinco) días hábiles antes del vencimiento de la obligación. Al 30 de septiembre de 2020 esta línea se encuentra girada en su totalidad.

- El 17 de junio de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Brasil S.A, un contrato de línea comprometida denominado en reales por un monto de BRL 800 millones a una tasa de interés variable de CDI más un margen 2,15%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 12 de junio de 2021. Durante el período de disponibilidad, Enel Brasil S.A. pagará una comisión de disponibilidad anual equivalente a 0,35% del margen sobre el monto no girado. Al 30 de septiembre de 2020 esta línea comprometida no se ha girado.

11.2 Directorio y personal clave de la gerencia

Enel Américas es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente al 30 de septiembre de 2020, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de abril de 2019, y está conformado por las siguientes personas:

- Sr. Francisco de Borja Acha Besga
- Sr. José Antonio Vargas Lleras
- Sr. Livio Gallo
- Sr. Enrico Viale
- Sr. Hernán Somerville Senn
- Sr. Patricio Gómez Sabaini
- Sr. Domingo Cruzat Amunátegui

En sesión de Directorio del 29 de abril de 2016, fueron elegidos como Presidente del Directorio, don Francisco de Borja Acha Besga, como Vicepresidente del Directorio, don José Antonio Vargas Lleras, y como Secretario del Directorio, don Domingo Cruzat Amunátegui.
Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores, regido por la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas y Sarbanes-Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores independientes señores Hernan Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. El Presidente y Secretario del Comité de Directores designados fueron don Hernan Somerville Senn y don Domingo Cruzat Amunátegui, respectivamente.

El Directorio designó como Experto Financiero del Comité de Directores de Enel Américas S.A., a don Hernán Somerville Senn.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones

No existen otras transacciones distintas de la remuneración entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A.

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 216 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 79,2 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director.

En el evento que un Director de Enel Américas tenga participación en más de un Directorio de subsidiarias y/o asociadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Enel Américas S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Américas S.A. y/o de sus subsidiarias o asociadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias, asociadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Américas S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado, previa y expresamente, como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 72 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 26,4 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión. todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Américas por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

RUT	Nombre	Cargo	30/09/2020			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas MUS$	Directorio de filiales MUS$	Comité de Directores MUS$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - septiembre 2020	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - septiembre 2020	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - septiembre 2020	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - septiembre 2020	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2020	98	-	33
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - septiembre 2020	98	-	33
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - septiembre 2020	98	-	33
	TOTAL			**294**	**-**	**99**

RUT	Nombre	Cargo	30-09-2019 (No auditado)			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas MUS$	Directorio de filiales MUS$	Comité de Directores MUS$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - septiembre 2019	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - septiembre 2019	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - septiembre 2019	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - septiembre 2019	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2019	124	-	37
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - septiembre 2019	124	-	37
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - septiembre 2019	124	-	37
	TOTAL			**372**	**-**	**111**

c) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

11.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) *Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia*

Personal clave de la gerencia		
RUT	**Nombre**	**Cargo**
Extranjero	Maurizio Bezzeccheri (1)	Gerente General
Extranjero	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira (2)	Gerente Administración, Finanzas y Control
10.560.169-7	Francisco Miqueles Ruz (3)	Gerente de Planificación y Control
25.067.660-3	Simone Tripepi (4)	Gerente de Enel X South America
Extranjero	Raffaele Cutrignelli (5)	Gerente de Auditoría Interna
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto (5)	Fiscal y Secretario del Directorio

(1) El Sr. Maurizio Bezzeccheri asumió el 1 de agosto de 2018 como Gerente General.

(2) El Sr. Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira asumió el 1 de octubre de 2018 como Gerente de Administración, Finanzas y Control.

(3) El Sr. Francisco Miqueles Ruz asumió el 26 de febrero de 2020 como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Paolo Pescarmona.

(4) El Sr. Simone Tripepi asumió el 29 de agosto de 2019 como Gerente de Enel X South America.

(5) Los señores Raffaele Cutrignelli y Domingo Valdés Prieto, ejecutivos principales de Enel Américas, son remunerados exclusivamente por la sociedad Enel Chile S.A. quien es su empleador, pero prestan servicios a la sociedad en virtud de un contrato intercompañía entre dichas sociedades.

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Américas tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Las Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30/09/2019 (No auditado) MUS$
Remuneración	2.613	1.819
Beneficios a corto plazo para los empleados	115	26
Otros beneficios a largo plazo - IAS	5	-
Total	**2.733**	**1.845**

b) *Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.*

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

11.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enel Américas para el Directorio y personal clave de la gerencia.

12. INVENTARIOS

La composición de los inventarios al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Suministros para la producción	**26.357**	**35.589**
Petróleo	17.902	25.475
Carbón	8.455	10.114
Repuestos	50.981	32.145
Materiales eléctricos	366.125	328.505
Total	**443.463**	**396.239**

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS$107.427 y MUS$188.278, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 29.

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Pagos provisionales mensuales	61.217	98.158
Otros	9.754	9.163
Total	**70.971**	**107.321**

b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Impuesto a la renta	143.396	220.727
Total	**143.396**	**220.727**

14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

14.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

a. A continuación, se presenta un detalle de las inversiones del Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2020 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2020 MUS$	Participación en Ganancia (Pérdida) MUS$	Dividendos declarados MUS$	Diferencia de conversión MUS$	Otro resultado Integral MUS$	Otros incrementos (decrementos) MUS$	Economía Hiperinflacionaria Argentina MUS$	Saldo al 30/09/2020 MUS$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	33,33%	1.220	557	(345)	(186)	-	-	(196)	**1.050**
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	186	9	-	(38)	-	(38)	31	**150**
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	32	634	(450)	(7)	-	-	-	**209**
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	249	843	(623)	(53)	-	-	-	**416**
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	291	1.264	(692)	(62)	-	-	-	**801**
					TOTAL	**1.978**	**3.307**	**(2.110)**	**(346)**	**-**	**(38)**	**(165)**	**2.626**

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2019 MUS$	Participación en Ganancia (Pérdida) MUS$	Dividendos declarados MUS$	Diferencia de conversión MUS$	Otro resultado Integral MUS$	Otros incrementos (decrementos) MUS$	Economía Hiperinflacionaria Argentina MUS$	Saldo al 31/12/2019 MUS$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	33,33%	556	(227)	-	(362)	-	668	585	**1.220**
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	236	20	(62)	(87)	-	-	79	**186**
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	868	117	(631)	(322)	-	-	-	**32**
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	931	165	(501)	(346)	-	-	-	**249**
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	5	508	(220)	(2)	-	-	-	**291**
					TOTAL	**2.596**	**583**	**(1.414)**	**(1.119)**	**-**	**668**	**664**	**1.978**

b. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación, se detalla información financiera al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	30 de septiembre de 2020									
	%Participación Directo / Indirecto	Activo corriente MUS$	Activo no corriente MUS$	Pasivo corriente MUS$	Pasivo no corriente MUS$	Ingresos ordinarios MUS$	Gastos ordinarios MUS$	Ganacia (Pérdida) MUS$	Otro resultado integral MUS$	Resultado integral MUS$
Yacylec S.A.	33,33%	3.984	1.313	801	1.347	2.894	(1.224)	1.670	(560)	1.110

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2019									
	%Participación Directo / Indirecto	Activo corriente MUS$	Activo no corriente MUS$	Pasivo corriente MUS$	Pasivo no corriente MUS$	Ingresos ordinarios MUS$	Gastos ordinarios MUS$	Ganacia (Pérdida) MUS$	Otro resultado integral MUS$	Resultado integral MUS$
Yacylec S.A.	33,33%	4.831	1.323	932	1.562	3.085	(4.155)	(1.070)	(1.585)	(2.655)

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposición de fondos, en compañìas asociadas y negocios conjuntos.

15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación, se presentan los saldos de los activos intangibles distintos de la plusvalía al 30 de septiembre de

Activos intangibles	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Activos Intangibles bruto	**7.661.719**	**10.206.344**
Servidumbre y Derechos de Agua	42.955	47.752
Concesiones	7.265.250	9.787.352
Costos de Desarrollo	12.873	14.494
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	41.007	46.644
Programas Informáticos	298.448	308.336
Otros Activos Intangibles Identificables	1.186	1.766

Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(3.616.922)**	**(4.678.465)**
Servidumbre y Derechos de Agua	(14.619)	(16.265)
Concesiones	(3.439.920)	(4.505.624)
Costos de Desarrollo	(8.499)	(9.948)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(20.591)	(21.154)
Programas Informáticos	(132.242)	(123.906)
Otros Activos Intangibles Identificables	(1.051)	(1.568)

Activos intangibles	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Activos Intangibles netos	**4.044.797**	**5.527.879**
Servidumbre y Derechos de Agua	28.336	31.487
Concesiones Neto (1)	3.825.330	5.281.728
Costos de Desarrollo	4.374	4.546
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	20.416	25.490
Programas Informáticos	166.206	184.430
Otros Activos Intangibles Identificables	135	198

2020 y 31 de diciembre de 2019:

(1) El detalle de las concesiones es el siguiente:

Empresa titular de la concesión	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Enel Distribución Río S.A.	498.292	688.901
Enel Distribución Ceará S.A.	407.366	543.441
Enel Distribución Goias S.A.	1.102.520	1.457.864
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	1.817.152	2.591.522
TOTAL	**3.825.330**	**5.281.728**

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios* (ver Nota 3.d.1).

La composición y movimientos de los activos intangibles durante el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2020 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, han sido los siguientes:

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo MUS$	Servidumbres MUS$	Concesiones MUS$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos MUS$	Programas Informáticos MUS$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto MUS$	Activos Intangibles, Neto MUS$
Saldo inicial al 01/01/2020	**4.546**	**31.487**	**5.281.728**	**25.490**	**184.430**	**198**	**5.527.879**
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	453.876	-	33.860	-	**487.736**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(498)	(4.675)	(1.525.175)	(2.946)	(29.449)	(19)	**(1.562.762)**
Amortización	(97)	(919)	(267.331)	(2.565)	(26.064)	(44)	**(297.020)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**423**	**2.443**	**512**	**437**	**(3.815)**	**-**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	423	2.443	512	437	(3.815)	-	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**-**	**(6.847)**	**-**	**-**	**-**	**(6.847)**
Retiros de servicio	-	-	(6.847)	-	-	-	**(6.847)**
Economía Hiperinflacionaria Argentina	-	-	26	-	5.457	-	**5.483**
Otros incrementos (disminuciones)	-	-	(111.459)	-	1.787	-	**(109.672)**
Total movimientos en activos intangibles identificables	**(172)**	**(3.151)**	**(1.456.398)**	**(5.074)**	**(18.224)**	**(63)**	**(1.483.082)**
Saldo final al 30/09/2020	**4.374**	**28.336**	**3.825.330**	**20.416**	**166.206**	**135**	**4.044.797**

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo MUS$	Servidumbres MUS$	Concesiones MUS$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos MUS$	Programas Informáticos MUS$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto MUS$	Activos Intangibles, Neto MUS$
Saldo inicial al 01/01/2019	**4.255**	**43.235**	**5.637.387**	**14.118**	**128.218**	**76**	**5.827.289**
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	13	178	601.792	1.042	83.051	-	**686.076**
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	**-**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	38	(187)	(202.951)	(85)	(8.651)	-	**(211.836)**
Amortización	(387)	(1.181)	(437.962)	(3.486)	(22.429)	(62)	**(465.507)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**-**	**1.804**	**-**	**(5.040)**	**3.236**	**-**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	1.804	-	(5.040)	3.236	-	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**-**	**(15.675)**	**-**	**-**	**-**	**(15.675)**
Retiros de servicio	-	-	(15.675)	-	-	-	**(15.675)**
Economía Hiperinflacionaria Argentina	-	-	-	-	7.391	-	**7.391**
Otros incrementos (disminuciones)	627	(12.362)	(300.863)	18.941	(6.386)	184	**(299.859)**
Total movimientos en activos intangibles identificables	**291**	**(11.748)**	**(355.659)**	**11.372**	**56.212**	**122**	**(299.410)**
Saldo final al 31/12/2019	**4.546**	**31.487**	**5.281.728**	**25.490**	**184.430**	**198**	**5.527.879**

Al 30 de septiembre de 2020, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS$453.876 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás sobre inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo a CINIIF 12 (Ver Nota 3.d.1). Al 31 de diciembre de 2019, las principales adiciones a activos intangibles por un total de MUS$601.792 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás.

Las adiciones de activos intangibles por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2020 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019 fueron de MUS$487.736 y MUS$686.076, respectivamente.

La amortización de activos intangibles ascendió a MUS$286.470, y MUS$306.492 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, respectivamente, la cual se presenta neta de impuestos Pis y Cofins en las subsidiarias brasileñas.

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019 ascendió a MUS$1.014 y MUS$7.268, respectivamente (Ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 5,13% y 10,20% al 30 de septiembre de 2020 y 2019, respectivamente.

Durante los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS$56.180 y MUS$67.468, respectivamente.

No existen pérdidas por deterioro reconocidas al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019. De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019. Ver Nota 3.e).

Al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

16. PLUSVALÍA

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01/01/2019 MUS$	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera MUS$	Economía Hiperinflacionaria Argentina MUS$	Saldo Final 31/12/2019 MUS$	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera MUS$	Economía Hiperinflacionaria Argentina MUS$	Saldo Final 30/09/2020 MUS$
Enel Distribución Rio S.A.	Enel Distribución Río S.A.	219.380	(8.013)	-	211.367	(60.748)	-	150.619
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	13.343	(152)	-	13.191	(2.044)	-	11.147
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	26.255	(9.741)	8.858	25.372	(5.410)	4.558	24.520
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	68.347	1.300	-	69.647	(5.459)	-	64.188
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	80.441	(2.938)	-	77.503	(22.275)	-	55.228
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	128.643	2.447	-	131.090	(10.273)	-	120.817
Emgesa S.A E.S.P.	Emgesa S.A E.S.P.	5.902	(67)	-	5.835	(905)	-	4.930
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	20	3	-	23	(4)	-	19
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	1.021	(37)	-	984	(283)	-	701
Enel Distribución Ceará S.A.	Enel Distribución Ceará S.A.	110.429	(4.033)	-	106.396	(30.579)	-	75.817
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	551.789	(20.154)	-	531.635	(152.793)	-	378.842
Total		**1.205.570**	**(41.385)**	**8.858**	**1.173.043**	**(290.773)**	**4.558**	**886.828**

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 30 de septiembre de 2020 (Ver Nota 3.e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A.)
Con fecha 20 de noviembre de 1996, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A. (anteriormente llamada Chilectra), en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (actualmente Enel Distribución Río S.A.) del estado de Río de Janeiro en Brasil. Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño. Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron el 18,5%, alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

2.- Enel Distribución Ceará S.A. (ex Compañía Energética Do Ceará S.A.)
Entre los años 1998 y 1999, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A., en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (actualmente Enel Distribución Ceará S.A.) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

3.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)
Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A. (antes conocida como Endesa Chile) adquirieron en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la sociedad Colombiana Codensa S.A., empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

4.- Enel Generación El Chocón S.A.
Con fecha 31 de agosto del año 1993, la antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 59% de la propiedad de Enel Generación El Chocón en licitación pública internacional convocada por el Gobierno Argentino.

5.- Enel Distribución Perú S.A.
Con fecha 15 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enel Américas S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Enel Distribución Perú S.A.

6.- EGP Cachoeira Dourada S.A.
Con fecha 5 de septiembre del año 1997, nuestra antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 79% de EGP Cachoeira Dourada S.A. en el estado de Goiás, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

7.- Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)
Con fecha 9 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), nuestra antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Enel Generación Perú.

8.- Emgesa S.A. E.S.P.
Con fecha 23 de octubre del año 1997, nuestra antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A adquirió en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de Emgesa S.A.E.S.P. en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

9.- Enel Distribución Sao Paulo S.A.
Con fecha 7 de junio de 2018, nuestra subsidiaria Enel Brasil adquirió participación accionaria en Enel Distribución Sao Paulo S.A. (ver Nota 6.1).

17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**14.664.209**	**15.957.450**
Construcción en Curso	1.095.176	1.189.709
Terrenos	145.285	163.522
Edificios	459.968	493.914
Plantas y Equipos de Generación	6.439.412	6.942.941
Infraestructura de Red	6.156.664	6.743.394
Instalaciones Fijas y Accesorios	367.704	423.970

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(6.891.255)**	**(7.194.012)**
Edificios	(220.997)	(236.767)
Plantas y Equipos de Generación	(3.326.554)	(3.357.348)
Infraestructura de Red	(3.141.232)	(3.374.311)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(202.472)	(225.586)

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**7.772.954**	**8.763.438**
Construcción en Curso	1.095.176	1.189.709
Terrenos	145.285	163.522
Edificios	238.971	257.147
Plantas y Equipos de Generación	3.112.858	3.585.593
Infraestructura de Red	3.015.432	3.369.083
Instalaciones Fijas y Accesorios	165.232	198.384

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2020 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, han sido los siguientes:

Movimientos período 2020	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	**1.189.709**	**163.522**	**257.147**	**3.585.593**	**3.369.083**	**198.384**	**8.763.438**
Movimientos							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	390.544	-	325	-	-	7.827	**398.696**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(213.274)	(23.894)	(32.663)	(507.055)	(523.857)	(47.105)	**(1.347.848)**
Depreciación	-	-	(9.079)	(147.525)	(146.421)	(16.708)	**(319.733)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(265.921)**	**2.006**	**17.490**	**68.606**	**158.812**	**19.007**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(265.921)	2.006	17.490	68.606	158.812	19.007	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**(1)**	**-**	**(2.830)**	**(3.147)**	**(4.243)**	**(10.221)**
Retiros	-	(1)	-	(2.830)	(3.147)	(4.243)	**(10.221)**
Economía Hiperinflacionaria Argentina	78.596	2.663	4.895	66.344	172.702	6.879	**332.079**
Otros incrementos (disminución)	(84.478)	989	856	49.725	(11.740)	1.191	**(43.457)**
Total movimientos	**(94.533)**	**(18.237)**	**(18.176)**	**(472.735)**	**(353.651)**	**(33.152)**	**(990.484)**
Saldo final al 30/09/2020	**1.095.176**	**145.285**	**238.971**	**3.112.858**	**3.015.432**	**165.232**	**7.772.954**

Movimientos período 2019	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	**1.059.070**	**163.660**	**137.455**	**3.722.183**	**3.226.015**	**195.089**	**8.503.472**
Movimientos							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	775.595	414	907	3.558	-	15.418	**795.892**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(156.075)	(5.955)	(10.400)	(145.309)	(387.169)	(2.993)	**(707.901)**
Depreciación	-	-	(14.011)	(227.473)	(193.738)	(23.006)	**(458.228)**
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(1.307)	-	-	-	**(1.307)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(677.665)**	**1.865**	**18.298**	**205.682**	**430.453**	**21.367**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(677.665)	1.865	18.298	205.682	430.453	21.367	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(677.665)	1.865	18.298	205.682	430.453	21.367	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**(855)**	**(5.180)**	**-**	**(7.416)**	**(3.428)**	**(16.879)**
Disposiciones	-	(794)	(412)	-	-	-	**(1.206)**
Retiros	-	(61)	(4.768)	-	(7.416)	(3.428)	**(15.673)**
Economía Hiperinflacionaria Argentina	163.990	4.731	9.150	75.860	340.626	19.819	**614.176**
Otros incrementos (disminución)	24.794	(338)	122.235	(48.908)	(39.688)	(23.882)	**34.213**
Total movimientos	**130.639**	**(138)**	**119.692**	**(136.590)**	**143.068**	**3.295**	**259.966**
Saldo final al 31/12/2019	**1.189.709**	**163.522**	**257.147**	**3.585.593**	**3.369.083**	**198.384**	**8.763.438**

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden a inversiones en plantas en funcionamiento y a nuevos proyectos por MUS$398.696 y MUS$795.892 por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2020 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, respectivamente.

En el negocio de generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera que implicaron adiciones al 30 de septiembre de 2020 por MUS$86.126 (al 31 de diciembre 2019 destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera por MUS$221.257), mientras que en los negocios de distribución las mayores inversiones que han sido realizadas corresponden a extensiones y redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por MUS$312.247 al 30 de septiembre de 2020 (MUS$551.787 al 31 de diciembre 2019).

La depreciación de propiedad, planta y equipo ascendió a MUS$319.651 y MUS$362.586 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, respectivamente, la cual se presenta neta de impuestos Pis y Cofins en las subsidiarias brasileñas.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019 ascendió a MUS$4.817 y MUS$5.732, respectivamente (Ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 6,17% y 7,65% al 30 de septiembre de 2020 y 2019, respectivamente.

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019 ascendió a MUS$51.214 y MUS$63.912, respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de septiembre de 2020, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por MUS$30.564 (MUS$986.935 al 31 de diciembre de 2019).

ii) Al 30 de septiembre de 2020, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS$109.104 (MUS$114.699 al 31 de diciembre de 2019). (Ver Nota 35.1).

iii) La Sociedad y sus subsidiarias extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 millones (MUS$1.170.750), incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500 (MUS$585.375). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

iv) En Enel Generación Costanera, producto de la aplicación de NIC 29 – *Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias* (ver Nota 2.9), el valor en libros de Propiedades, planta y equipo al 1 de enero de 2018 excedía su valor recuperable, por lo cual se registró un deterioro de MUS$ 162.274 (equivalentes a MARS 3.102.739, al tipo de cambio de dicha fecha). Al cierre del ejercicio 2018 Enel Generación Costanera registró una reversión parcial del deterioro antes mencionado por MUS$70.513 (equivalentes a MARS 2.656.082 al tipo de cambio de cierre de 2018), el cual se reconoció en los resultados del ejercicio, producto principalmente del impacto positivo que la depreciación del peso argentino tuvo sobre los ingresos de la compañía (los ingresos están denominados en dólares).

18. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

a) Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derecho de uso por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2020 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, corresponden a los siguientes:

Movimientos período 2020	Terrenos MUS$	Edificios, Neto MUS$	Otras Plantas y Equipos, Neto MUS$	Activos por derechos de Uso , Neto MUS$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	**3.023**	**66.858**	**185.918**	**255.799**
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	14.039	1.860	4.159	**20.058**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(1.333)	(12.441)	(22.503)	**(36.277)**
Retiros	-	(75)	(159)	**(234)**
Depreciación	(1.027)	(8.598)	(18.438)	**(28.063)**
Otros incrementos (disminución)	131	65	12.882	**13.078**
Total movimientos	**11.810**	**(19.189)**	**(24.059)**	**(31.438)**
Saldo final al 30/09/2020	**14.833**	**47.669**	**161.859**	**224.361**

Movimientos período 2019	Terrenos MUS$	Edificios, Neto MUS$	Otras Plantas y Equipos, Neto MUS$	Activos por derechos de Uso , Neto MUS$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019 antes de la aplicación NIIF 16	**-**	**1.424**	**181.931**	**183.355**
Efectos primera aplicación NIIF 16	3.448	50.840	17.538	**71.826**
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	**3.448**	**52.264**	**199.469**	**255.181**
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	296	4.299	26.900	**31.495**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(90)	(1.328)	1.557	**139**
Depreciación	(618)	(13.049)	(27.111)	**(40.778)**
Otros incrementos (disminución)	(13)	24.672	(14.897)	**9.762**
Total movimientos	**(425)**	**14.594**	**(13.551)**	**618**
Saldo final al 31/12/2019	**3.023**	**66.858**	**185.918**	**255.799**

Al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento son los siguientes:

- Contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú, el cual tiene un plazo de 9 años a una tasa fija en dólares estadounidenses de 5,8% y con amortizaciones trimestrales que se iniciaron el 31 de marzo de 2014. Este arrendamiento se suscribió para financiar la Unidad de “Reserva fría de generación”. El contrato calificó como pasivo financiero al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2019, por la aplicación de NIC 17 y NIIF 16, respectivamente.

- Con fecha 21 de julio de 2016, se firmó un contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú. Dicho arrendamiento tiene un plazo de 5 años a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3,68% y con amortizaciones trimestrales que iniciaron en el segundo semestre de 2018. Este arrendamiento se suscribió para financiar un compresor y una estación de gas natural para la unidad de “Reserva fría de generación” de la central térmica de Malacas (TG5). Este contrato calificó como pasivo financiero al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2019, por la aplicación de NIC 17 y NIIF 16, respectivamente.

- Contrato de arrendamiento suscrito el 16 de diciembre de 2015 con el Scotiabank, el cual tiene un plazo de 6 años y medio a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3,75%, con amortizaciones trimestrales que iniciaron en septiembre de 2017. Este arrendamiento se suscribió para financiar la nueva turbina TG-6 para la Central Térmica Malacas (TG6). Este contrato calificó como pasivo financiero al 31 de diciembre de 2018 y 2019, por la aplicación de NIC 17 y NIIF 16, respectivamente.

- Adicionalmente, como consecuencia de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f), el Grupo reconoció al 1 de enero de 2019 derechos de uso relacionados con las propiedades, plantas y equipos por un monto de MUS$71.826.

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30/09/2020			31/12/2019		
	Bruto MUS$	Interés MUS$	Valor presente MUS$	Bruto MUS$	Interés MUS$	Valor presente MUS$
Hasta un año	56.410	5.249	51.161	88.846	7.203	81.643
Más de un año y no más de dos años	35.667	4.607	31.060	49.186	6.478	42.708
Más de dos años y no más de tres años	19.277	3.369	15.908	31.187	4.946	26.241
Más de tres años y no más de cuatro años	11.835	2.568	9.267	17.065	3.392	13.673
Más de cuatro años y no más de cinco años	10.845	1.976	8.869	10.055	2.128	7.927
Más de cinco años	36.035	5.500	30.535	20.318	2.243	18.075
Total	**170.069**	**23.269**	**146.800**	**216.657**	**26.390**	**190.267**

b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2020 y 2019 incluyen gastos de MUS$4.021 (MUS$2.910 en 2019), correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo por un monto de MUS$2.119 (MUS$2.205 en 2019), arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor de MUS$783 (MUS$705 en 2019) y arrendamientos variables de MUS$1.119 (MUS$0 en 2019), que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f).

Al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30/09/2020 MUS$	30/09/2019 MUS$
Hasta un año	67	838
Más de un año y no más de dos años	783	520
Más de dos años y no más de tres años	-	449
Más de tres años y no más de cuatro años	-	449
Más de cuatro años y no más de cinco años	-	449
Más de cinco años	-	759
Total	**850**	**3.464**

19. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS

a) *Impuesto a las ganancias*

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a las ganancias, correspondiente a los periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(431.368)	(556.814)
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	5.284	3.917
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	7.775	23.047
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	(170)	(6.674)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(3.279)	-
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	**(421.758)**	**(536.524)**
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	59.758	(74.734)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	5.055	(1.763)
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	**64.813**	**(76.497)**
Gasto por impuestos a las ganancias	**(356.945)**	**(613.021)**

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa impositiva general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Saldo al			
	Tasa	30/09/2020 MUS$	Tasa	30-09-2019 (No auditado) MUS$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		**1.105.930**		**1.834.354**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(27,00%)**	**(298.599)**	**(27,00%)**	**(495.274)**
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(3,99%)	(44.119)	(5,19%)	(95.203)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	5,50%	60.841	3,71%	68.065
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(7,95%)	(87.898)	(6,10%)	(111.893)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	0,70%	7.775	1,26%	23.047
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	0,46%	5.055	(0,10%)	(1.763)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	**(5,28%)**	**(58.346)**	**(6,42%)**	**(117.747)**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	**(32,28%)**	**(356.945)**	**(33,42%)**	**(613.021)**

Las principales diferencias temporarias se encuentran detalladas a continuación:

b) Impuestos diferidos

La siguiente tabla muestra los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos presentados en el estado de situación financiera consolidado al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	30 de septiembre de 2020		31 de diciembre de 2019	
	Activos MUS$	Pasivos MUS$	Activos MUS$	Pasivos MUS$
Depreciaciones	16.796	(458.273)	25.659	(508.172)
Amortizaciones	3.969	(15.347)	6.158	(22.213)
Obligaciones por beneficios post-empleo	419.495	(154)	552.760	(154)
Revaluaciones de instrumentos financieros	1.608	(16.729)	1.211	(11.626)
Pérdidas fiscales	203.015	-	281.080	-
Provisiones	**528.506**	**(163.392)**	**636.653**	**(237.040)**
Provisión Contingencias Civiles	180.520	-	241.520	-
Provisión Contingencias Trabajadores	24.097	-	36.878	-
Provisión cuentas incobrables	113.363	-	122.104	-
Provisión cuentas de Recursos Humanos	12.334	-	16.339	-
Activos financieros IFRIC 12	-	(156.455)	-	(207.425)
Otras Provisiones	198.192	(6.937)	219.812	(29.615)
Otros Impuestos Diferidos	**161.550**	**(408.102)**	**194.989**	**(474.925)**
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	-	(70.171)	-	(105.236)
Corrección Monetaria - Argentina	-	(248.379)	-	(285.210)
Otros Impuestos Diferidos	161.550	(89.552)	194.989	(84.479)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	**1.334.939**	**(1.061.997)**	**1.698.510**	**(1.254.130)**
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(488.305)	488.305	(610.276)	610.276
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	**846.634**	**(573.692)**	**1.088.234**	**(643.854)**

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de enero de 2020	Movimientos				Saldo neto al 30 de septiembre de 2020
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Depreciaciones	(482.513)	(34.693)	-	88.802	(13.073)	**(441.477)**
Amortizaciones	(16.055)	69	-	4.608	-	**(11.378)**
Obligaciones por beneficios post-empleo	552.606	(12.283)	37.705	(158.889)	202	**419.341**
Revaluaciones de instrumentos financieros	(10.415)	(9.520)	871	3.946	(3)	**(15.121)**
Pérdidas fiscales	281.080	1.207	-	(81.564)	2.292	**203.015**
Provisiones	**399.613**	**91.472**	**-**	**(91.594)**	**(34.377)**	**365.114**
Provisión Contingencias Civiles	241.520	(157)	-	(34.382)	(26.461)	**180.520**
Provisión Contingencias Trabajadores	36.878	1.314	-	(9.216)	(4.879)	**24.097**
Provisión cuentas incobrables	122.104	33.588	-	(59.478)	17.149	**113.363**
Provisión cuentas de Recursos Humanos	16.339	(2.322)	-	(1.683)	-	**12.334**
Activos financieros IFRIC 12	(207.425)	(10.074)	-	60.460	584	**(156.455)**
Otras Provisiones	190.197	69.123	-	(47.295)	(20.770)	**191.255**
Otros Impuestos Diferidos	**(279.936)**	**28.561**	**-**	**12.265**	**(7.442)**	**(246.552)**
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	(105.236)	2.328	-	28.875	3.862	**(70.171)**
Corrección Monetaria - Argentina	(285.210)	3.123	-	215	33.493	**(248.379)**
Otros Impuestos Diferidos	110.510	23.110	-	(16.825)	(44.797)	**71.998**
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**444.380**	**64.813**	**38.576**	**(222.426)**	**(52.401)**	**272.942**

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de enero de 2019	Movimientos				Saldo neto al 31 de diciembre de 2019
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Depreciaciones	(349.781)	(38.520)	-	82.756	(176.968)	**(482.513)**
Amortizaciones	(17.194)	119	-	(308)	1.328	**(16.055)**
Obligaciones por beneficios post-empleo	373.951	(1.962)	195.098	(17.182)	2.701	**552.606**
Revaluaciones de instrumentos financieros	(5.074)	1.339	(1.320)	(162)	(5.198)	**(10.415)**
Pérdidas fiscales	258.589	1.481	-	(10.630)	31.640	**281.080**
Provisiones	**593.249**	**(112.506)**	**-**	**(30.273)**	**(50.857)**	**399.613**
Provisión Contingencias Civiles	256.544	(46.541)	-	(11.377)	42.894	**241.520**
Provisión Contingencias Trabajadores	32.360	146	-	116	4.256	**36.878**
Provisión cuentas incobrables	235.875	7.096	-	(9.042)	(111.825)	**122.104**
Provisión cuentas de Recursos Humanos	14.730	680	-	(223)	1.152	**16.339**
Activos financieros IFRIC 12	(196.683)	(36.402)	-	12.177	13.483	**(207.425)**
Otras Provisiones	250.423	(37.485)	-	(21.924)	(817)	**190.197**
Otros Impuestos Diferidos	**(966.773)**	**558.125**	**-**	**37.743**	**90.969**	**(279.936)**
Amortización PPA - (Enel Distribución Goiás y Sao Paulo)	(682.399)	563.517	-	13.646	-	**(105.236)**
Corrección Monetaria - Argentina	(265.047)	370	-	629	(21.162)	**(285.210)**
Otros Impuestos Diferidos	(19.327)	(5.762)	-	23.468	112.131	**110.510**
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**(113.033)**	**408.076**	**193.778**	**61.944**	**(106.385)**	**444.380**

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo son suficientes para recuperar estos activos.

c) Al 30 de septiembre de 2020, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS$ 53.925 (MUS$ 37.442 al 31 de diciembre de 2019) (Ver nota 3.p).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias y en determinados negocios conjuntos, el Grupo Enel Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2020 asciende a MUS $2.735.587 (MUS$3.427.371 al 31 de diciembre de 2019). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en subsidiarias y en determinados negocios conjuntos para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 30 de septiembre de 2020, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS$ 4.692.891 (MUS$ 2.362.974 al 31 diciembre de 2019).

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarías de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de periodos tributarios anuales, los cuales, por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2017 - 2019
Argentina	2014 - 2019
Brasil	2015 - 2019
Colombia	2016 - 2019
Perú	2015 - 2019

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros del Grupo.

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019:

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de septiembre de 2020			30 de septiembre de 2019 (No auditado)		
	Importe antes de Impuestos MUS$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias MUS$	Importe después de Impuestos MU$	Importe antes de Impuestos MUS$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias MUS$	Importe después de Impuestos MUS$
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(7)	-	(7)	(603)	-	(603)
Cobertura de Flujos de efectivo	(1.322)	1.041	(281)	1.965	(1.009)	956
Diferencias de cambio por conversión	(2.875.894)	-	(2.875.894)	(1.098.508)	-	(1.098.508)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(112.867)	38.646	(74.221)	-	-	-
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	**(2.990.090)**	**39.687**	**(2.950.403)**	**(1.097.146)**	**(1.009)**	**(1.098.155)**

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	30 de septiembre de 2020 MUS$	30 de septiembre de 2019 (No auditado) MUS$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	**38.576**	**(7.683)**
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	170	6.674
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	941	-
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	**39.687**	**(1.009)**

d) En Colombia, la ley 1943 de 2018, modificó la tarifa del impuesto de renta a partir del año gravable 2019 definiendo las siguientes tarifas: año 2019 al 33%, año 2020 al 32%, año 2021 al 31%, año 2022 y siguientes al 30%, la cual recae sobre la renta gravables obtenidas durante cada año. El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido crédito o débito respectivamente a las tasas de impuestos vigentes cuando se reviertan las diferencias (33% para el 2019, 32% para el 2020, 31% para el 2021 y 30% a partir del 2022), siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro y además para el activo, que en ese momento se generará suficiente renta gravable.

Las subsidiarias colombianas producto de este incremento en las tasas, reconocieron el 31 de diciembre de 2018 las variaciones de sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El abono neto a resultados fue de MUS$ 4.662.

e) En Argentina, el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 de "Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de Emergencia Pública" y el Decreto N° 58/2019 que la promulgó. Asimismo, el 28 de diciembre de 2019 se publicó el Decreto N° 99/2019 con las regulaciones para la implementación de la ley.

Las principales medidas relevantes para la Sociedad contenidas en la ley y su reglamentación son las siguientes: La Ley N° 27.430 había dispuesto para los periodos fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2020, que la alícuota corporativa de impuesto a las ganancias se reduciría del 30% al 25% y que el impuesto adicional a los dividendos o utilidades que se distribuyan a personas humanas de Argentina y del exterior y personas jurídicas del exterior se incrementaría del 7% al 13%. La reforma suspende ese cambio de tasas y mantiene las originales del 30% y 7%, respectivamente, hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2022 inclusive.

La Ley N° 27.468 había dispuesto para los tres primeros ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2019, que el ajuste por inflación positivo o negativo que pudiera corresponder debía distribuirse un tercio en el ejercicio fiscal en que se determinara el ajuste, y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos periodos fiscales inmediatos siguientes. La reforma modificó esa distribución y establece que el ajuste positivo o negativo correspondiente al primer y segundo ejercicio fiscal iniciados a partir del 1° de enero de 2019, deberá imputarse un sexto al ejercicio fiscal en que se determine el ajuste y los cinco sextos restantes en los cinco periodos fiscales inmediatos siguientes; en tanto que para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021 se podrá deducir el 100% del ajuste en el año en el cual este se determina.

Las subsidiarias argentinas producto de este incremento en las tasas, reconocieron el 31 de diciembre de 2019 las variaciones de sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de MUS$ 7.437.

f) Con fecha 6 de noviembre de 2019, luego de la aprobación de una junta extraordinaria de accionistas, Enel Distribución Sao Paulo fusionó los activos y pasivos de su controladora Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. ("Enel Sudeste"). Dentro de los activos de la fusión, se incluyen montos relacionados con los intangibles de la concesión, como así mismo, el reconocimiento del pasivo por impuesto diferido sobre los intangibles de la concesión antes señalada (ver nota 6.2). Una vez efectuada la fusión, se procedió a reversar las obligaciones por impuestos diferidos, ya que durante dicho proceso se extinguieron las diferencias entre las bases fiscales y contables que surgieron en el momento de la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo y que serán futuramente amortizadas en el plazo de la concesión. De acuerdo a lo mencionado anteriormente, la compañía procedió a reconocer una utilidad de MUS$ 553.225 al 31 de diciembre de 2019.

20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de otros pasivos financieros al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de septiembre de 2020		31 de diciembre de 2019	
	Corriente MUS$	No corriente MUS$	Corriente MUS$	No corriente MUS$
Préstamos que devengan intereses	2.443.840	3.427.428	1.397.187	4.780.797
Instrumentos derivados de cobertura (*)	2.161	90	9.500	1.036
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	-	-	1.720	-
Total	**2.446.001**	**3.427.518**	**1.408.407**	**4.781.833**

(*) Ver Nota 23.2.a
(**) Ver Nota 23.2.b

a) Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Clases de Préstamos que Devengan Intereses	30 de septiembre de 2020		31 de diciembre de 2019	
	Corriente MUS$	No corriente MUS$	Corriente MUS$	No corriente MUS$
Préstamos bancarios garantizados	418.038	198.670	258.976	585.107
Préstamos bancarios no garantizados	1.241.943	107.910	447.954	37.173
Obligaciones con el público no garantizadas	352.925	2.674.460	264.634	3.357.885
Obligaciones con el público garantizadas	408.948	374.956	395.987	696.529
Otros préstamos	21.986	71.432	29.636	104.103
Total	**2.443.840**	**3.427.428**	**1.397.187**	**4.780.797**

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento			Vencimiento					
					Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	Total Corriente al 30/09/2020 MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente al 30/09/2020 MUS$
Chile	US$	2,68%	1,38%	Sin Garantía	563.126	150.000	**713.126**	-	-	-	-	-	**-**
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Peru	US$	2,62%	2,59%	Sin Garantía	-	25.003	**25.003**	-	-	-	-	-	**-**
Peru	PEN	2,80%	2,76%	Sin Garantía	9.035	29.873	**38.908**	47.241	-	-	-	-	**47.241**
Brasil	US$	3,87%	3,43%	Con Garantía	50.578	350.391	**400.969**	119.403	-	2.781	-	-	**122.184**
Brasil	BRL	5,50%	5,39%	Con Garantía	3.163	13.906	**17.069**	18.562	18.657	9.718	8.238	21.311	**76.486**
Brasil	US$	2,06%	2,05%	Sin Garantía	73.067	212.907	**285.974**	-	-	-	-	-	**-**
Brasil	BRL	2,25%	2,24%	Sin Garantía	440	66.937	**67.377**	-	-	-	-	-	**-**
Colombia	COP	3,58%	3,52%	Sin Garantía	2.531	109.023	**111.554**	14.217	18.464	18.026	9.451	511	**60.669**
Total					**701.941**	**958.040**	**1.659.981**	**199.423**	**37.121**	**30.525**	**17.689**	**21.822**	**306.580**

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento			Vencimiento					
					Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	Total Corriente al 31/12/2019 MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente al 31/12/2019 MUS$
Chile	US$	4,99%	2,67%	Sin Garantía	-	351.820	**351.820**	-	-	-	-	-	**-**
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Peru	PEN	4,16%	4,10%	Sin Garantía	-	-	**-**	22.614	-	-	-	-	**22.614**
Brasil	US$	4,44%	4,16%	Con Garantía	7.281	151.859	**159.140**	318.251	148.012	-	2.786	-	**469.049**
Brasil	BRL	6,70%	6,60%	Con Garantía	7.458	92.378	**99.836**	27.916	26.338	15.975	10.576	35.253	**116.058**
Brasil	US$	4,66%	4,65%	Sin Garantía	495	60.534	**61.029**	-	-	-	-	-	**-**
Brasil	BRL	6,53%	6,52%	Sin Garantía	876	-	**876**	-	-	-	-	-	**-**
Colombia	COP	5,73%	5,61%	Sin Garantía	1.396	32.832	**34.228**	7.524	3.575	1.038	1.038	1.384	**14.559**
Total					**17.507**	**689.423**	**706.930**	**376.305**	**177.925**	**17.013**	**14.400**	**36.637**	**622.280**

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 30 de septiembre de 2020 asciende a MUS$1.951.475 (MUS$1.309.690 al 31 de diciembre de 2019). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.h).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	30 de septiembre de 2020								
											Corriente			No Corriente					
											Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNP PARIBAS 4131	E.E.U.U.	US$	8,74%	8,40%	Al Vencimiento	Si	909	-	**909**	70.857	-	-	-	-	**70.857**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012 FINAME	Brasil	BRL	3,52%	3,49%	Mensual	Si	370	1.097	**1.467**	1.463	975	-	-	-	**2.438**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-F	Brasil	BRL	4,93%	4,92%	Mensual	Si	23	-	**23**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ITAÚ 4131	Brasil	US$	4,35%	4,34%	Mensual	Si	762	75.723	**76.485**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK 4131 II	Brasil	US$	2,07%	1,66%	Mensual	Si	4	96.392	**96.396**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	FINDETER	Colombia	COP	0,00%	0,00%	Al Vencimiento	No	40	358	**398**	478	438	-	-	-	**916**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	3,28%	3,25%	Semestral	No	2.144	2.229	**4.373**	4.287	-	-	-	-	**4.287**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO DE BOGOTÁ	Colombia	COP	3,24%	3,20%	Mensual	No	-	375	**375**	877	877	877	877	511	**4.019**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	3,16%	3,12%	Semestral	No	-	352	**352**	8.574	17.149	17.149	8.573	-	**51.445**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	3,90%	3,84%	Trimestral	No	158	158	**316**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	4,78%	4,70%	Trimestral	No	75	152	**227**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BANCO BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	4,33%	4,26%	Trimestral	No	115	231	**346**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MUFG BANK LTD	Japón	COP	5,93%	5,80%	Al Vencimiento	No	-	105.167	**105.167**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 F	Brasil	BRL	4,93%	4,92%	Mensual	Si	11	-	**11**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 FINAME	Brasil	BRL	3,01%	3,00%	Mensual	Si	185	548	**733**	730	548	-	-	-	**1.278**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131	Brasil	US$	2,82%	2,81%	Al Vencimiento	No	71.863	-	**71.863**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND D)	Brasil	US$	2,61%	1,81%	Al Vencimiento	Si	12	-	**12**	-	-	1.143	-	-	**1.143**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND P)	Brasil	US$	6,32%	6,31%	Al Vencimiento	Si	47	-	**47**	-	-	1.638	-	-	**1.638**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Nº 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	4,74%	4,73%	Mensual	Si	270	3.283	**3.553**	4.325	4.325	4.325	4.325	11.173	**28.473**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Nº 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	4,74%	4,73%	Mensual	Si	243	2.958	**3.201**	3.897	3.897	3.897	3.897	10.066	**25.654**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131 - COELCE	Brasil	BRL	2,22%	2,21%	Al Vencimiento	No	186	36.896	**37.082**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	TOKIO 4131	Brasil	US$	1,73%	1,72%	Al Vencimiento	No	14	31.674	**31.688**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	TOKIO 4131 II	Brasil	US$	1,73%	1,72%	Al Vencimiento	No	5	10.603	**10.608**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131 II - COELCE	Brasil	BRL	2,27%	2,26%	Al Vencimiento	No	254	30.041	**30.295**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FINEP - COELCE	Brasil	BRL	6,73%	5,92%	Al Vencimiento	Si	-	-	**-**	-	12	17	17	72	**118**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO DE CREDITO DEL PERÚ S.A.	Perú	PEN	4,16%	4,10%	Al Vencimiento	No	-	20.842	**20.842**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO INTERCIONAL DEL PERÚ S.A.A.	Perú	PEN	3,75%	3,70%	Al Vencimiento	No	-	-	**-**	47.241	-	-	-	-	**47.241**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES -FINAME CAPITAL DE GIRO	Brasil	BRL	12,88%	12,87%	Mensual	Si	1.532	4.429	**5.961**	5.905	6.502	-	-	-	**12.407**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK 4131 CELG I	E.E.U.U.	US$	2,34%	2,07%	Al Vencimiento	Si	320	145.316	**145.636**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131 CELG	E.E.U.U.	US$	2,98%	2,30%	Al Vencimiento	Si	105	-	**105**	48.546	-	-	-	-	**48.546**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131 CELG II	E.E.U.U.	US$	2,81%	2,15%	Al Vencimiento	Si	48.382	-	**48.382**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 II	E.E.U.U.	US$	2,64%	1,84%	Al Vencimiento	Si	37	32.961	**32.998**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BNP PARIBAS NY	E.E.U.U.	US$	4,99%	1,83%	Al Vencimiento	No	105.000	-	**105.000**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	CITIBANK N.A	E.E.U.U.	US$	4,99%	1,83%	Al Vencimiento	No	35.000	-	**35.000**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	CREDIT AGRICOLE CIB	E.E.U.U.	US$	4,99%	1,83%	Al Vencimiento	No	37.892	-	**37.892**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	JPMORGAN CHASE BANK	E.E.U.U.	US$	4,99%	1,83%	Al Vencimiento	No	35.000	-	**35.000**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	SUMITOMO MITSUI BANKING	E.E.U.U.	US$	4,99%	1,83%	Al Vencimiento	No	70.000	-	**70.000**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	SOCIETE GENERALE	E.E.U.U.	US$	4,99%	1,83%	Al Vencimiento	No	35.000	-	**35.000**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA NEW YORK BRANCH	E.E.U.U.	US$	4,99%	1,83%	Al Vencimiento	No	35.000	-	**35.000**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA S.A NEW YORK BRANCH	E.E.U.U.	US$	1,38%	1,38%	Al Vencimiento	No	202	50.000	**50.202**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	CREDIT AGRICOLE CIB	E.E.U.U.	US$	1,38%	1,38%	Al Vencimiento	No	-	50.000	**50.000**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	THE BANK OF NOVA SCOTIA	E.E.U.U.	US$	1,38%	1,38%	Al Vencimiento	No	-	50.000	**50.000**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BNP PARIBAS NY	E.E.U.U.	US$	0,92%	0,92%	Al Vencimiento	No	63.000	-	**63.000**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	CITIBANK N.A	E.E.U.U.	US$	0,92%	0,92%	Al Vencimiento	No	21.000	-	**21.000**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	CREDIT AGRICOLE CIB	E.E.U.U.	US$	0,92%	0,92%	Al Vencimiento	No	21.032	-	**21.032**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	JPMORGAN CHASE BANK	E.E.U.U.	US$	0,92%	0,92%	Al Vencimiento	No	21.000	-	**21.000**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	SUMITOMO MITSUI BANKING	E.E.U.U.	US$	0,92%	0,92%	Al Vencimiento	No	42.000	-	**42.000**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	SOCIETE GENERALE	E.E.U.U.	US$	0,92%	0,92%	Al Vencimiento	No	21.000	-	**21.000**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA NEW YORK BRANCH	E.E.U.U.	US$	0,92%	0,92%	Al Vencimiento	No	21.000	-	**21.000**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97036000-K	LINEA SOBREGIRO (BANCO SANTANDER)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 2º PROTOCOLO	Brasil	BRL	4,02%	3,94%	Mensual	Si	528	1.592	**2.120**	2.243	2.398	1.479	-	-	**6.120**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	TOKIO 4131	Brasil	US$	1,81%	1,80%	Al Vencimiento	No	-	32.573	**32.573**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131 ELETROPAULO	Brasil	US$	0,54%	0,53%	Al Vencimiento	No	-	51.251	**51.251**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BNP 4131 - ELETROPAULO	Brasil	US$	3,72%	3,71%	Al Vencimiento	No	1.185	86.806	**87.991**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	SCOTIABANK	Perú	US$	2,62%	2,59%	Al Vencimiento	No	-	25.002	**25.002**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Extranjero	BBVA	Perú	PEN	0,48%	0,48%	Semestral	No	9.035	9.031	**18.066**	-	-	-	-	-	**-**
Totales											**701.941**	**958.040**	**1.659.981**	**199.423**	**37.121**	**30.525**	**17.689**	**21.822**	**306.580**

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	31 de diciembre de 2019								
											Corriente			No Corriente					
											Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU BBA INTERNATIONAL PLC	Reino Unido	US$	4,40%	4,39%	Al Vencimiento	Si	1.586	-	**1.586**	75.769	-	-	-	-	**75.769**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK TRADE 51301 (II)	E.E.U.U.	US$	3,59%	3,58%	Al Vencimiento	Si	8	-	**8**	97.075	-	-	-	-	**97.075**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNP PARIBAS 4131	E.E.U.U.	US$	8,74%	7,14%	Al Vencimiento	Si	3.411	-	**3.411**	-	99.436	-	-	-	**99.436**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012 FINAME	Brasil	BRL	3,01%	3,00%	Mensual	Si	522	1.539	**2.061**	2.053	2.053	855	-	-	**4.961**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-A	Brasil	BRL	9,11%	8,93%	Mensual	Si	1.524	1.514	**3.038**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-B	Brasil	BRL	10,13%	9,93%	Mensual	Si	1.525	1.514	**3.039**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-F	Brasil	BRL	6,27%	6,13%	Mensual	Si	33	98	**131**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131	Brasil	US$	3,21%	3,20%	Trimestral	Si	620	53.436	**54.056**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,18%	5,09%	Semestral	No	-	5.108	**5.108**	5.074	2.537	-	-	-	**7.611**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	COP	5,47%	5,36%	Mensual	No	20	-	**20**	692	1.038	1.038	1.038	1.384	**5.190**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,13%	5,03%	Trimestral	No	75	-	**75**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,18%	5,08%	Trimestral	No	64	-	**64**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,21%	5,11%	Trimestral	No	35	-	**35**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,13%	5,03%	Trimestral	No	126	123	**249**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,18%	5,08%	Trimestral	No	81	80	**161**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,21%	5,11%	Trimestral	No	77	77	**154**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,86%	5,74%	Trimestral	No	189	562	**751**	167	-	-	-	-	**167**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,78%	5,66%	Trimestral	No	97	272	**369**	158	-	-	-	-	**158**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,83%	5,71%	Trimestral	No	144	417	**561**	242	-	-	-	-	**242**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	COP	6,23%	6,09%	Trimestral	No	488	1.400	**1.888**	1.191	-	-	-	-	**1.191**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MUFG BANK LTD	Japón	COP	9,11%	8,82%	Al Vencimiento	No	-	24.793	**24.793**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 A	Brasil	BRL	9,11%	8,93%	Mensual	Si	843	837	**1.680**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 B	Brasil	BRL	10,13%	9,93%	Mensual	Si	843	837	**1.680**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 F	Brasil	BRL	6,27%	6,13%	Mensual	Si	16	47	**63**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 FINAME	Brasil	BRL	3,01%	3,00%	Mensual	Si	261	768	**1.029**	1.024	1.024	512	-	-	**2.560**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND D)	Brasil	US$	3,73%	3,72%	Al Vencimiento	Si	7	-	**7**	-	-	-	1.145	-	**1.145**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND P)	Brasil	US$	6,39%	6,38%	Al Vencimiento	Si	21	-	**21**	-	-	-	1.641	-	**1.641**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Nº 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	6,59%	6,58%	Mensual	Si	313	3.709	**4.022**	5.564	5.564	5.564	5.564	18.545	**40.801**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Nº 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	6,59%	6,58%	Mensual	Si	282	3.342	**3.624**	5.012	5.012	5.012	5.012	16.708	**36.756**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131	Brasil	BRL	4,42%	4,41%	Mensual	Si	76	71.338	**71.414**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	PEN	4,16%	4,10%	Al Vencimiento	No	-	-	**-**	22.614	-	-	-	-	**22.614**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES -FINAME CAPITAL DE GIRO	Brasil	BRL	9,89%	9,88%	Trimestral	Si	245	4.703	**4.948**	8.062	8.062	4.032	-	-	**20.156**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK 4131 CELG I	E.E.U.U.	US$	4,16%	4,15%	Al Vencimiento	Si	812	-	**812**	145.407	-	-	-	-	**145.407**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131 CELG	E.E.U.U.	US$	3,06%	1,95%	Trimestral	Si	391	-	**391**	-	48.576	-	-	-	**48.576**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131 CELG II	E.E.U.U.	US$	3,37%	3,36%	Trimestral	Si	123	48.028	**48.151**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131	Francia	US$	3,78%	3,77%	Al Vencimiento	Si	302	50.395	**50.697**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BNP Paribas NY	E.E.U.U.	US$	4,99%	2,67%	Al Vencimiento	No	-	105.546	**105.546**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Citibank N.A	E.E.U.U.	US$	4,99%	2,67%	Al Vencimiento	No	-	35.182	**35.182**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Credit Agricole CIB	E.E.U.U.	US$	4,99%	2,67%	Al Vencimiento	No	-	35.182	**35.182**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	JPMorgan Chase Bank	E.E.U.U.	US$	4,99%	2,67%	Al Vencimiento	No	-	35.182	**35.182**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Sumitomo Mitsui Banking	E.E.U.U.	US$	4,99%	2,67%	Al Vencimiento	No	-	70.364	**70.364**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Societe Generale	E.E.U.U.	US$	4,99%	2,67%	Al Vencimiento	No	-	35.182	**35.182**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA New York Branch	E.E.U.U.	US$	4,99%	2,67%	Al Vencimiento	No	-	35.182	**35.182**	-	-	-	-	-	**-**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97036000-K	Linea sobregiro (banco santander)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank	E.E.U.U.	US$	4,66%	4,65%	Al Vencimiento	No	495	60.534	**61.029**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 1º Protocolo	Brasil	BRL	4,00%	4,00%	Mensual	Si	253	-	**253**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 2º Protocolo	Brasil	BRL	5,24%	5,00%	Mensual	Si	722	2.132	**2.854**	6.201	4.623	-	-	-	**10.824**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	6ª Nota Promissória	Brasil	BRL	6,53%	6,52%	Mensual	No	876	-	**876**	-	-	-	-	-	**-**
Totales											**17.507**	**689.423**	**706.930**	**376.305**	**177.925**	**17.013**	**14.400**	**36.637**	**622.280**

b) Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2020	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2020
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
				MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Chile	US$	5,30%	Sin Garantía	10.552	-	**10.552**	-	-	-	-	587.632	**587.632**
Chile	UF	5,75%	Sin Garantía	3.229	3.108	**6.337**	6.379	-	-	-	-	**6.379**
Peru	US$	6,34%	Sin Garantía	-	115	**115**	-	-	-	-	10.001	**10.001**
Peru	PEN	6,26%	Sin Garantía	18.829	28.882	**47.711**	31.957	44.462	22.231	20.121	201.609	**320.380**
Brasil	BRL	5,36%	Sin Garantía	7.247	-	**7.247**	62.000	67.951	336.320	98.087	142.627	**706.985**
Colombia	COP	6,33%	Sin Garantía	6.134	274.829	**280.963**	69.453	300.895	228.121	51.447	393.167	**1.043.083**
Total				**45.991**	**306.934**	**352.925**	**169.789**	**413.308**	**586.672**	**169.655**	**1.335.036**	**2.674.460**

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2019	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2019
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
				MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Chile	US$	5,30%	Sin Garantía	-	4.471	**4.471**	-	-	-	-	586.224	**586.224**
Chile	UF	5,75%	Sin Garantía	-	6.228	**6.228**	6.543	3.223	-	-	-	**9.766**
Peru	US$	6,06%	Sin Garantía	418	10.002	**10.420**	-	-	-	-	10.001	**10.001**
Peru	PEN	6,26%	Sin Garantía	3.992	41.588	**45.580**	30.152	34.675	48.244	45.954	218.755	**377.780**
Brasil	BRL	7,33%	Sin Garantía	61.962	2.064	**64.026**	43.503	85.696	240.094	298.609	316.363	**984.265**
Colombia	COP	7,71%	Sin Garantía	33.128	100.781	**133.909**	307.641	264.755	232.874	134.501	450.078	**1.389.849**
Total				**99.500**	**165.134**	**264.634**	**387.839**	**388.349**	**521.212**	**479.064**	**1.581.421**	**3.357.885**

- Individualización de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	30 de septiembre de 2020								
										Corriente			No Corriente					
										Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B12-13	Colombia	COP	6,77%	6,61%	Al Vencimiento	423	-	**423**	-	-	-	-	49.734	**49.734**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B7-14	Colombia	COP	5,48%	5,37%	Al Vencimiento	42	47.588	**47.630**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E5-17	Colombia	COP	7,60%	7,39%	Al Vencimiento	-	2.897	**2.897**	69.453	-	-	-	-	**69.453**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E7-17	Colombia	COP	6,46%	6,31%	Al Vencimiento	205	-	**205**	-	-	51.447	-	-	**51.447**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E7-18	Colombia	COP	6,74%	6,58%	Al Vencimiento	761	-	**761**	-	-	-	51.447	-	**51.447**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B12-18	Colombia	COP	5,54%	5,43%	Al Vencimiento	502	-	**502**	-	-	-	-	41.158	**41.158**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B5-18	Colombia	COP	4,75%	4,67%	Al Vencimiento	449	-	**449**	-	-	50.161	-	-	**50.161**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E4-19	Colombia	COP	6,30%	6,16%	Al Vencimiento	292	-	**292**	-	72.026	-	-	-	**72.026**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B10-19	Colombia	COP	5,51%	5,40%	Al Vencimiento	183	-	**183**	-	-	-	-	51.447	**51.447**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E4-2020	Colombia	COP	4,70%	4,62%	Al Vencimiento	301	-	**301**	-	-	64.309	-	-	**64.309**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B7-2020	Colombia	COP	4,38%	4,31%	Al Vencimiento	281	-	**281**	-	-	-	-	64.309	**64.309**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR15)	Brasil	BRL	3,90%	3,89%	Anual	532	-	**532**	31.000	30.554	-	-	-	**61.554**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR25)	Brasil	BRL	7,98%	7,97%	Anual	516	-	**516**	-	-	15.793	13.258	-	**29.051**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR16)	Brasil	BRL	4,05%	4,04%	Al Vencimiento	64	-	**64**	-	7.086	-	-	-	**7.086**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR26)	Brasil	BRL	8,18%	8,17%	Anual	942	-	**942**	-	-	27.587	22.968	-	**50.555**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (COCE17)	Brasil	BRL	3,59%	3,58%	Anual	64	-	**64**	31.000	30.311	-	-	-	**61.311**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (COCE27)	Brasil	BRL	6,98%	6,97%	Al Vencimiento	1.343	-	**1.343**	-	-	55.473	-	-	**55.473**
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL TERC PROG 8VA EMISION SERIE A	Perú	US$	6,44%	6,34%	Al Vencimiento	-	115	**115**	-	-	-	-	10.001	**10.001**
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL TERC PROG 1RA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,41%	6,31%	Al Vencimiento	121	-	**121**	6.947	-	-	-	-	**6.947**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 9NA EMISIÓN SERIE A	Perú	PEN	6,48%	6,38%	Al Vencimiento	324	-	**324**	11.116	-	-	-	-	**11.116**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 11RA EMISIÓN SERIE A	Perú	PEN	6,25%	6,15%	Al Vencimiento	328	-	**328**	-	-	-	-	13.894	**13.894**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 13RA EMISIÓN SERIE A	Perú	PEN	5,72%	5,64%	Al Vencimiento	-	79	**79**	13.894	-	-	-	-	**13.894**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 15VA EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,13%	5,06%	Al Vencimiento	221	-	**221**	-	-	-	-	11.116	**11.116**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 12VA EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,26%	5,19%	Al Vencimiento	-	129	**129**	-	-	-	-	13.894	**13.894**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 5TA EMISION SERIE A	Perú	PEN	7,55%	7,41%	Al Vencimiento	-	74	**74**	-	-	-	-	9.865	**9.865**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 1RA EMISION SERIE B	Perú	PEN	6,71%	6,61%	Al Vencimiento	14.220	-	**14.220**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 8VA EMISION SERIE A	Perú	PEN	7,65%	7,51%	Al Vencimiento	451	-	**451**	-	-	-	-	16.673	**16.673**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 9NA EMISION SERIE A	Perú	PEN	7,02%	6,90%	Al Vencimiento	884	27.790	**28.674**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 10MA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,55%	6,44%	Al Vencimiento	317	-	**317**	-	16.673	-	-	-	**16.673**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 2DA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,55%	6,44%	Al Vencimiento	-	47	**47**	-	-	22.230	-	-	**22.230**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 19NA EMISION SERIE A	Perú	PEN	8,46%	8,29%	Al Vencimiento	-	57	**57**	-	-	-	-	19.452	**19.452**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 20DA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,28%	6,19%	Al Vencimiento	-	396	**396**	-	27.789	-	-	-	**27.789**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 21MA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,18%	6,09%	Al Vencimiento	563	-	**563**	-	-	-	20.121	-	**20.121**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 1 EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,88%	5,80%	Al Vencimiento	605	-	**605**	-	-	-	-	27.789	**27.789**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 2 EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,52%	5,45%	Al Vencimiento	-	37	**37**	-	-	-	-	27.789	**27.789**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 3 EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,08%	5,99%	Al Vencimiento	794	-	**794**	-	-	-	-	36.126	**36.126**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 4 EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,19%	5,13%	Al Vencimiento	-	274	**274**	-	-	-	-	25.009	**25.009**
Extranjero	Emgesa S.A E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS B15-09	Colombia	COP	8,08%	7,85%	Al Vencimiento	157	-	**157**	-	-	14.276	-	-	**14.276**
Extranjero	Emgesa S.A E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS B12-09	Colombia	COP	8,09%	7,86%	Al Vencimiento	452	23.043	**23.495**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Emgesa S.A E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS EXTERIOR	Colombia	COP	9,11%	8,75%	Al Vencimiento	-	24.544	**24.544**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Emgesa S.A E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO	Colombia	COP	9,11%	8,75%	Al Vencimiento	-	176.756	**176.756**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Emgesa S.A E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B10	Colombia	COP	5,47%	5,36%	Al Vencimiento	204	-	**204**	-	77.146	-	-	-	**77.146**
Extranjero	Emgesa S.A E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B15	Colombia	COP	5,59%	5,47%	Al Vencimiento	139	-	**139**	-	-	-	-	51.413	**51.413**
Extranjero	Emgesa S.A E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B12-13	Colombia	COP	6,97%	6,80%	Al Vencimiento	348	-	**348**	-	-	-	-	93.338	**93.338**
Extranjero	Emgesa S.A E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B16-14	Colombia	COP	6,11%	5,97%	Al Vencimiento	315	-	**315**	-	-	-	-	41.770	**41.770**
Extranjero	Emgesa S.A E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B10-14	Colombia	COP	5,78%	5,66%	Al Vencimiento	342	-	**342**	-	-	47.928	-	-	**47.928**
Extranjero	Emgesa S.A E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS B7-16	Colombia	COP	6,66%	6,50%	Al Vencimiento	678	-	**678**	-	74.593	-	-	-	**74.593**
Extranjero	Emgesa S.A E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS E6-16	Colombia	COP	7,59%	7,38%	Al Vencimiento	62	-	**62**	-	77.130	-	-	-	**77.130**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	YANKEE BONOS 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	Al Vencimiento	19	-	**19**	-	-	-	-	858	**858**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BONOS UF 269	Chile	UF	7,02%	5,75%	Semestral	3.229	3.108	**6.337**	6.379	-	-	-	-	**6.379**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	YANKEE BONOS SERIE ÚNICA U.S. $ 600 MILLONES	E.E.U.U.	US$	4,21%	4,00%	Al Vencimiento	10.533	-	**10.533**	-	-	-	-	586.774	**586.774**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 10 EMISSION (AMPL10)	Brasil	BRL	3,33%	3,31%	Semestral	157	-	**157**	-	-	176.942	-	-	**176.942**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 24ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	3,91%	3,89%	Anual	1.426	-	**1.426**	-	-	60.526	61.861	-	**122.387**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 24ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,45%	6,43%	Al Vencimiento	2.202	-	**2.202**	-	-	-	-	142.627	**142.627**
Total										**45.991**	**306.934**	**352.925**	**169.789**	**413.308**	**586.672**	**169.655**	**1.335.036**	**2.674.460**

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	31 de diciembre de 2019								
										Corriente			No Corriente					
										Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B12-13	Colombia	COP	8,83%	8,55%	Al Vencimiento	648	-	**648**	-	-	-	-	58.860	**58.860**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B7-14	Colombia	COP	7,50%	7,30%	Al Vencimiento	79	-	**79**	56.321	-	-	-	-	**56.321**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E4-16	Colombia	COP	7,70%	7,49%	Al Vencimiento	96	27.398	**27.494**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E5-17	Colombia	COP	7,39%	7,39%	Al Vencimiento	4.959	-	**4.959**	-	82.198	-	-	-	**82.198**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E7-17	Colombia	COP	6,46%	6,31%	Al Vencimiento	253	-	**253**	-	-	-	60.887	-	**60.887**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E7-18	Colombia	COP	6,74%	6,58%	Al Vencimiento	900	-	**900**	-	-	-	-	60.887	**60.887**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B12-18	Colombia	COP	7,57%	7,36%	Al Vencimiento	805	-	**805**	-	-	-	-	48.710	**48.710**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B5-18	Colombia	COP	6,77%	6,60%	Al Vencimiento	751	-	**751**	-	-	59.365	-	-	**59.365**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS E4-19	Colombia	COP	6,30%	6,16%	Al Vencimiento	360	-	**360**	-	-	85.242	-	-	**85.242**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BONOS B10-19	Colombia	COP	7,53%	7,33%	Al Vencimiento	306	-	**306**	-	-	-	-	60.887	**60.887**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR15)	Brasil	BRL	7,26%	7,25%	Anual	177	-	**177**	43.503	42.915	-	-	-	**86.418**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR25)	Brasil	BRL	10,99%	10,50%	Anual	98	-	**98**	-	-	21.525	18.447	-	**39.972**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR16)	Brasil	BRL	6,95%	6,95%	Al Vencimiento	21	-	**21**	-	-	9.944	-	-	**9.944**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR26)	Brasil	BRL	10,02%	9,10%	Anual	179	-	**179**	-	-	-	36.218	33.388	**69.606**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (COCE17)	Brasil	BRL	6,48%	6,47%	Anual	1.400	-	**1.400**	-	42.781	43.142	-	-	**85.923**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (COCE27)	Brasil	BRL	8,22%	7,36%	Al Vencimiento	2.752	-	**2.752**	-	-	-	76.539	-	**76.539**
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL TERC PROG 8VA EMISION SERIE A	Perú	US$	6,44%	6,34%	Al Vencimiento	273	-	**273**	-	-	-	-	10.001	**10.001**
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL TERC PROG 1RA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,41%	6,31%	Al Vencimiento	-	12	**12**	-	7.538	-	-	-	**7.538**
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO SCOTIABANK CUARTO PROG 5TA EMISION SERIE A	Perú	US$	5,86%	5,78%	Al Vencimiento	145	10.002	**10.147**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 5TA MISIÓN SERIE A	Perú	PEN	7,58%	7,44%	Al Vencimiento	269	9.046	**9.315**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 9NA EMISIÓN SERIE A	Perú	PEN	6,38%	6,28%	Al Vencimiento	-	162	**162**	-	12.061	-	-	-	**12.061**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 11RA EMISIÓN SERIE A	Perú	PEN	6,15%	6,06%	Al Vencimiento	-	127	**127**	-	-	-	-	15.076	**15.076**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 13RA EMISIÓN SERIE A	Perú	PEN	5,64%	5,56%	Al Vencimiento	295	-	**295**	-	15.076	-	-	-	**15.076**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 15VA EMISIÓN SERIE A	Perú	PEN	5,06%	5,00%	Al Vencimiento	-	89	**89**	-	-	-	-	12.061	**12.061**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 4TA PROGRAMA - 12VA EMISIÓN SERIE A	Perú	PEN	5,19%	5,13%	Al Vencimiento	333	-	**333**	-	-	-	-	15.076	**15.076**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 1RA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,86%	6,75%	Al Vencimiento	359	15.075	**15.434**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 5TA EMISION SERIE A	Perú	PEN	7,41%	7,28%	Al Vencimiento	275	-	**275**	-	-	-	-	10.704	**10.704**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 1RA EMISION SERIE B	Perú	PEN	6,61%	6,50%	Al Vencimiento	-	15.185	**15.185**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 8VA EMISION SERIE A	Perú	PEN	7,51%	7,38%	Al Vencimiento	-	148	**148**	-	-	-	-	18.091	**18.091**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 9NA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,90%	6,78%	Al Vencimiento	-	449	**449**	30.152	-	-	-	-	**30.152**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 10MA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,44%	6,34%	Al Vencimiento	-	57	**57**	-	-	18.091	-	-	**18.091**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 2DA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,44%	6,34%	Al Vencimiento	434	-	**434**	-	-	-	24.122	-	**24.122**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 19NA EMISION SERIE A	Perú	PEN	8,29%	8,12%	Al Vencimiento	491	-	**491**	-	-	-	-	21.108	**21.108**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 20DA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,19%	6,09%	Al Vencimiento	888	-	**888**	-	-	30.153	-	-	**30.153**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 5TO PROGRAMA - 21MA EMISION SERIE A	Perú	PEN	6,09%	6,00%	Al Vencimiento	-	284	**284**	-	-	-	21.832	-	**21.832**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 1 EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,80%	5,72%	Al Vencimiento	-	225	**225**	-	-	-	-	30.152	**30.152**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 2 EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,45%	5,38%	Al Vencimiento	-	446	**446**	-	-	-	-	30.152	**30.152**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 3 EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,99%	5,91%	Al Vencimiento	-	283	**283**	-	-	-	-	39.198	**39.198**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BONOS 6TO PROGRAMA - 4 EMISION SERIE A	Perú	PEN	5,13%	5,06%	Al Vencimiento	648	-	**648**	-	-	-	-	27.137	**27.137**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS B15-09	Colombia	COP	10,16%	9,80%	Al Vencimiento	231	-	**231**	-	-	-	16.897	-	**16.897**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS B12-09	Colombia	COP	10,17%	9,81%	Al Vencimiento	667	-	**667**	27.271	-	-	-	-	**27.271**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS EXTERIOR	Colombia	COP	9,11%	8,75%	Al Vencimiento	2.333	-	**2.333**	27.152	-	-	-	-	**27.152**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO	Colombia	COP	9,11%	8,75%	Al Vencimiento	16.766	-	**16.766**	196.897	-	-	-	-	**196.897**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B10	Colombia	COP	7,50%	7,29%	Al Vencimiento	347	-	**347**	-	91.293	-	-	-	**91.293**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B15	Colombia	COP	7,62%	7,41%	Al Vencimiento	235	-	**235**	-	-	-	-	60.844	**60.844**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B12-13	Colombia	COP	8,94%	8,65%	Al Vencimiento	556	-	**556**	-	-	-	-	110.458	**110.458**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B16-14	Colombia	COP	8,15%	7,91%	Al Vencimiento	493	-	**493**	-	-	-	-	49.432	**49.432**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B10-14	Colombia	COP	7,82%	7,60%	Al Vencimiento	543	-	**543**	-	-	-	56.717	-	**56.717**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS QUIMBO B6-14	Colombia	COP	7,39%	7,20%	Al Vencimiento	362	39.897	**40.259**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS B6-14	Colombia	COP	7,39%	7,20%	Al Vencimiento	304	33.486	**33.790**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS B7-16	Colombia	COP	8,71%	8,44%	Al Vencimiento	1.042	-	**1.042**	-	-	88.267	-	-	**88.267**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BONOS E6-16	Colombia	COP	7,59%	7,38%	Al Vencimiento	92	-	**92**	-	91.264	-	-	-	**91.264**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	YANKEE BONOS 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	Al Vencimiento	-	5	**5**	-	-	-	-	858	**858**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BONOS UF 269	Chile	UF	7,02%	5,75%	Semestral	-	6.228	**6.228**	6.543	3.223	-	-	-	**9.766**
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	YANKEE BONOS SERIE ÚNICA U.S. $ 600 MILLONES	E.E.U.U.	US$	4,21%	4,00%	Al Vencimiento	-	4.466	**4.466**	-	-	-	-	585.366	**585.366**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 10 EMISSION (AMPL10)	Brasil	BRL	6,42%	6,42%	Semestral	3.923	-	**3.923**	-	-	165.483	82.762	-	**248.245**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 24ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,80%	6,79%	Anual	-	1.120	**1.120**	-	-	-	84.643	86.760	**171.403**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 24ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,82%	6,27%	Al Vencimiento	-	944	**944**	-	-	-	-	196.215	**196.215**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	6ª NOTA PROMISSÓRIA	Brasil	BRL	6,17%	6,17%	Mensual	53.412	-	**53.412**	-	-	-	-	-	**-**
Total										**99.500**	**165.134**	**264.634**	**387.839**	**388.349**	**521.212**	**479.064**	**1.581.421**	**3.357.885**

c) Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2020 MUS$	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2020 MUS$
				Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$		Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	
Brasil	BRL	7,31%	Con Garantía	284.414	124.534	**408.948**	137.302	137.756	14.292	14.292	71.314	**374.956**
Total				**284.414**	**124.534**	**408.948**	**137.302**	**137.756**	**14.292**	**14.292**	**71.314**	**374.956**

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2019 MUS$	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2019 MUS$
				Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$		Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	
Brasil	BRL	7,31%	Con Garantía	11.275	384.712	**395.987**	194.043	192.045	192.727	19.628	98.086	**696.529**
Total				**11.275**	**384.712**	**395.987**	**194.043**	**192.045**	**192.727**	**19.628**	**98.086**	**696.529**

- Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	30 de septiembre de 2020								
										Corriente			No Corriente					
										Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 9 EMISSION (AMPL19)	Brasil	BRL	3,51%	3,49%	Al Vencimiento	106.986	-	**106.986**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	3ª NOTA PROMISSORIA ITAÚ	Brasil	BRL	3,80%	3,78%	Al Vencimiento	159.592	-	**159.592**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 1ª EMISSÃO (EGVG11) - 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,13%	6,12%	Anual	11.017	-	**11.017**	9.480	9.453	9.454	9.454	47.007	**84.848**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 1ª EMISSÃO (EGVG21) - 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,12%	6,11%	Anual	6.515	-	**6.515**	4.852	4.838	4.838	4.838	24.307	**43.673**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	3,34%	3,31%	Al Vencimiento	58	124.534	**124.592**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	3,43%	3,40%	Anual	246	-	**246**	122.970	123.465	-	-	-	**246.435**
Total										**284.414**	**124.534**	**408.948**	**137.302**	**137.756**	**14.292**	**14.292**	**71.314**	**374.956**

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	31 de diciembre de 2019								
										Corriente			No Corriente					
										Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 9 EMISSION (AMPL19)	Brasil	BRL	6,80%	6,78%	Al Vencimiento	226	148.960	**149.186**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	3ª NOTA PROMISSORIA ITAÚ	Brasil	BRL	6,69%	6,68%	Al Vencimiento	1.516	216.039	**217.555**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 1ª EMISSÃO (EGVG11) - 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	9,17%	8,17%	Semestral	713	12.980	**13.693**	12.987	12.988	12.988	12.989	64.866	**116.818**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 1ª EMISSÃO (EGVG21) - 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	9,17%	8,17%	Mensual	288	6.733	**7.021**	6.638	6.639	6.639	6.639	33.220	**59.775**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,45%	6,43%	Al Vencimiento	2.812	-	**2.812**	174.418	-	-	-	-	**174.418**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,62%	6,60%	Anual	5.720	-	**5.720**	-	172.418	173.100	-	-	**345.518**
Total										**11.275**	**384.712**	**395.987**	**194.043**	**192.045**	**192.727**	**19.628**	**98.086**	**696.529**

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 30 de septiembre de 2020 asciende a MUS$3.915.570 (MUS$4.877.583 al 31 de diciembre de 2019). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 g.4).

- Individualización de Otras Obligaciones

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	30 de septiembre de 2020								
									Corriente			No Corriente					
									Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno o Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 0244/2009	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	58	19	**77**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 0265/2009	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	76	228	**304**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 292/2010	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	63	190	**253**	211	-	-	-	-	**211**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 310/2010	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	72	215	**287**	286	286	24	-	-	**596**
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	MITSUBISHI (DEUDA GARANTIZADA)	Argentina	US$	0,25%	Semestral	-	5.675	**5.675**	5.431	6.860	7.560	7.494	13.391	**40.736**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE A	Brasil	BRL	6,15%	Mensual	1.538	6.609	**8.147**	6.899	5.297	-	-	-	**12.196**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE B	Brasil	BRL	12,32%	Mensual	910	3.739	**4.649**	3.143	2.045	-	-	-	**5.188**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	MÚTUO CELGPAR 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%	Mensual	557	1.572	**2.129**	1.494	1.645	1.806	1.978	4.726	**11.649**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	123	342	**465**	388	268	200	-	-	**856**
Total									**3.397**	**18.589**	**21.986**	**17.852**	**16.401**	**9.590**	**9.472**	**18.117**	**71.432**

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	31 de diciembre de 2019								
									Corriente			No Corriente					
									Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno o Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 0244/2009	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	81	244	**325**	27	-	-	-	-	**27**
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 0265/2009	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	106	319	**425**	319	-	-	-	-	**319**
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 292/2010	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	89	266	**355**	355	207	-	-	-	**562**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 310/2010	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	100	301	**401**	402	402	335	-	-	**1.139**
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	MITSUBISHI (DEUDA GARANTIZADA)	Argentina	US$	0,25%	Semestral	-	7.282	**7.282**	2.834	3.221	6.753	8.013	19.828	**40.649**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE A	Brasil	BRL	9,11%	Mensual	3.526	7.992	**11.518**	11.022	11.022	5.403	-	-	**27.447**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE B	Brasil	BRL	14,42%	Mensual	2.113	3.659	**5.772**	5.522	5.522	2.194	-	-	**13.238**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	178	534	**712**	620	620	620	310	-	**2.170**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	MÚTUO CELG PAR 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%	Mensual	747	2.099	**2.846**	2.057	2.260	2.475	2.705	9.055	**18.552**
		Total							**6.940**	**22.696**	**29.636**	**23.158**	**23.254**	**17.780**	**11.028**	**28.883**	**104.103**

d) Deuda de cobertura.

Al 30 de septiembre de 2020, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses (“US$”) del Grupo, MUS$34.885 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que se encuentran indexados al dólar (MUS$29.474 al 31 de diciembre de 2019) (Ver Nota 3.n).

El movimiento por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	**(9.453)**	**(9.882)**
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(1.319)	99
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	913	(12)
Diferencias de conversión	756	4
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	**(9.103)**	**(9.791)**

e) Otros aspectos.

Al 30 de septiembre de 2020, el Grupo Enel Américas no tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional. (MUS$706.000 al 31 de diciembre de 2019).

f) Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2020	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2020
			Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	MUS$
Chile	US$	1,38%	561.718	150.912	**712.630**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	PEN	2,59%	9.693	31.668	**41.361**	48.268	-	-	-	-	**48.268**
Perú	US$	2,76%	155	25.206	**25.361**	-	-	-	-	-	**-**
Colombia	COP	3,52%	4.826	110.092	**114.918**	16.864	20.302	19.019	9.649	520	**66.354**
Brasil	US$	2,74%	123.090	547.901	**670.991**	49.650	116	2.850	-	-	**52.616**
Brasil	BRL	3,81%	6.226	110.160	**116.386**	96.118	21.291	11.308	9.404	22.610	**160.731**
Total			**705.708**	**975.939**	**1.681.647**	**210.900**	**41.709**	**33.177**	**19.053**	**23.130**	**327.969**

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2019	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2019
			Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	MUS$
Chile	US$	3,33%	2.859	350.952	**353.811**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	PEN	4,10%	235	704	**939**	23.080	-	-	-	-	**23.080**
Colombia	COP	5,61%	2.221	34.131	**36.352**	8.228	3.875	1.200	1.145	1.439	**15.887**
Brasil	US$	4,40%	6.217	298.443	**304.660**	322.374	49.552	140	2.827	-	**374.893**
Brasil	BRL	6,56%	11.071	32.956	**44.027**	39.125	129.934	22.224	13.671	37.964	**242.918**
Argentina	ARS	0,00%	-	-	**-**						**-**
Total			**22.603**	**717.186**	**739.789**	**392.807**	**183.361**	**23.564**	**17.643**	**39.403**	**656.778**

- Resumen de obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas por monedas y vencimiento

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2020 MUS$	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2020 MUS$
			Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$		Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	
Chile	US$	5,30%	6.259	18.777	**25.036**	25.036	25.036	25.036	25.036	627.991	**728.135**
Chile	UF	5,75%	3.225	3.521	**6.746**	6.693	-	-	-	-	**6.693**
Perú	US$	6,34%	157	472	**629**	629	629	629	629	11.467	**13.983**
Perú	PEN	6,26%	19.368	42.974	**62.342**	50.898	61.406	36.975	32.349	252.589	**434.217**
Colombia	COP	6,33%	22.494	316.324	**338.818**	212.054	272.250	265.574	172.804	350.663	**1.273.345**
Brasil	BRL	4,86%	295.312	166.327	**461.639**	249.368	303.199	323.996	130.845	233.852	**1.241.260**
Total			**346.815**	**548.395**	**895.210**	**544.678**	**662.520**	**652.210**	**361.663**	**1.476.562**	**3.697.633**

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2019 MUS$	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2019 MUS$
			Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$		Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	
Chile	US$	5,30%	6.265	18.794	**25.059**	25.059	25.059	25.059	25.059	646.809	**747.045**
Chile	UF	5,75%	340	7.080	**7.420**	7.247	3.555	-	-	-	**10.802**
Perú	US$	6,06%	305	10.768	**11.073**	632	632	632	632	11.948	**14.476**
Perú	PEN	6,31%	6.444	57.879	**64.323**	51.881	54.694	65.866	61.329	283.798	**517.568**
Colombia	COP	7,18%	28.377	182.656	**211.033**	394.102	338.555	283.029	173.072	535.052	**1.723.810**
Brasil	BRL	7,34%	88.674	487.188	**575.862**	349.956	374.265	503.825	360.895	463.679	**2.052.620**
Total			**130.405**	**764.365**	**894.770**	**828.877**	**796.760**	**878.411**	**620.987**	**1.941.286**	**5.066.321**

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2020 MUS$	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2020 MUS$
			Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$		Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	
Argentina	US$	0,25%	2.197	3.664	**5.861**	5.431	6.860	7.560	7.494	14.388	**41.733**
Brasil	BRL	6,91%	5.882	19.003	**24.885**	18.295	16.098	2.547	2.365	5.079	**44.384**
Total			**8.079**	**22.667**	**30.746**	**23.726**	**22.958**	**10.107**	**9.859**	**19.467**	**86.117**

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2019 MUS$	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2019 MUS$
			Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$		Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	
Argentina	US$	0,25%	1.195	6.339	**7.534**	5.340	5.175	5.383	4.770	21.881	**42.549**
Brasil	BRL	7,54%	9.081	27.222	**36.303**	30.630	28.683	17.293	3.711	9.943	**90.260**
Total			**10.276**	**33.561**	**43.837**	**35.970**	**33.858**	**22.676**	**8.481**	**31.824**	**132.809**

21. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

El saldo de pasivos por arrendamientos al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

	Saldo al 30 de septiembre de 2020		Saldo al 31 de diciembre de 2019	
Pasivos por arrendamientos	**Corriente MUS$**	**No corriente MUS$**	**Corriente MUS$**	**No corriente MUS$**
Pasivos por arrendamientos	51.161	95.639	81.644	108.625
Total	**51.161**	**95.639**	**81.644**	**108.625**

21.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Amortización	30 de septiembre de 2020								
									Corriente			No Corriente					
									Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MAREAUTO COLOMBIA SAS	Mensual	COP	12,94%	Mensual	158	69	**227**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	TRANSPORTES ESPECIALES ALIADOS S.A.S	Colombia	COP	12,50%	Mensual	64	181	**245**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BO	Colombia	COP	7,44%	Mensual	108	-	**108**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BO	Colombia	COP	7,44%	Mensual	32	-	**32**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ANA MARIA RESTREPO PEREA	Colombia	COP	7,44%	Mensual	18	-	**18**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MARIA VICTORIA RESTREPO DE MARTINEZ	Colombia	COP	7,44%	Mensual	18	-	**18**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	LONDONO DE ARENAS MARIA DEL PILAR	Colombia	COP	7,44%	Mensual	13	-	**13**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MARTINEZ ISAACS ROBERTO EDUARDO	Colombia	COP	7,44%	Mensual	4	-	**4**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BO	Colombia	COP	7,39%	Mensual	77	220	**297**	315	311	-	-	-	**626**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CASTRO OCHOA LUIS ANTONIO	Colombia	COP	7,71%	Mensual	14	40	**54**	57	15	-	-	-	**72**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	SITUANDO LTDA	Colombia	COP	7,56%	Mensual	30	81	**111**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	JULIO ALBERTO FLECHAS VEGA	Colombia	COP	7,44%	Mensual	6	-	**6**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PAEZ RUIZ Y ASOCIADOS LTDA	Colombia	COP	7,60%	Mensual	13	39	**52**	13	-	-	-	-	**13**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ACCI S.A.S	Colombia	COP	7,99%	Mensual	34	92	**126**	135	146	157	-	-	**438**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CONSTRUCCIONES E INVERSIONES	Colombia	COP	7,80%	Mensual	11	31	**42**	44	39	-	-	-	**83**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CANALES ANDRADE Y CIA SAS	Colombia	COP	7,57%	Mensual	22	65	**87**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MERCURIO CENTRO COMERCIAL	Colombia	COP	7,57%	Mensual	1	3	**4**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BO	Colombia	COP	7,93%	Mensual	95	269	**364**	383	413	294	-	-	**1.090**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MUNOZ HERMANOS FYN Y COMPAN A SAS	Colombia	COP	7,87%	Mensual	5	15	**20**	22	23	6	-	-	**51**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MUNOZ HERMANOS FYN Y COMPAN A SAS	Colombia	COP	7,87%	Mensual	5	14	**19**	21	23	6	-	-	**50**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CALDWELL MANAGEMENT SAS	Colombia	COP	7,56%	Mensual	45	138	**183**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	Colombia	COP	7,88%	Mensual	11	13	**24**	23	24	26	28	837	**938**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MINISTERIO DEFENSA NAL EJERCITO NAC	Colombia	COP	7,72%	Mensual	91	30	**121**	44	11	-	-	-	**55**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	AMERICAS BUSINESS PROCESS SERVICES	Colombia	COP	7,59%	Mensual	7	23	**30**	5	-	-	-	-	**5**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	AMERICAS BUSINESS PROCESS SERVICES	Colombia	COP	7,59%	Mensual	19	59	**78**	14	-	-	-	-	**14**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	TRANSPORTES ESPECIALES FSG	Colombia	COP	7,10%	Mensual	10	16	**26**	7	-	-	-	-	**7**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	C.I. ALLIANCE S.A.	Colombia	COP	7,50%	Mensual	83	155	**238**	220	236	254	273	4.298	**5.281**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	TERRAPUERTO SAS	Colombia	COP	7,50%	Mensual	58	98	**156**	154	166	178	191	3.014	**3.703**
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CIGESA SAS	Colombia	COP	7,50%	Mensual	49	91	**140**	131	141	152	164	2.600	**3.188**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO INTERBANK DEL PERU	Perú	PEN	6,24%	Trimestral	647	1.846	**2.493**	2.595	673	-	-	-	**3.268**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO INTERBANK DEL PERU	Perú	PEN	5,54%	Trimestral	103	296	**399**	414	107	-	-	-	**521**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO BBVA	Perú	PEN	4,37%	Trimestral	1.796	5.300	**7.096**	7.335	3.787	-	-	-	**11.122**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BUILDINGINMUEBLES PANAMERICANA S.A.	Perú	PEN	5,19%	Trimestral	53	162	**215**	225	237	249	151	-	**862**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BUILDINGMZ-INMOBILIARIA & DESARROLLADORA S.A.	Perú	PEN	4,65%	Trimestral	10	10	**20**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,70%	Trimestral	27	80	**107**	134	-	-	-	-	**134**
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	CORP MG	Perú	US$	2,27%	Trimestral	-	765	**765**	1.646	1.646	1.646	1.646	7.956	**14.540**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	SCOTIABANK PERU	Perú	US$	3,70%	Trimestral	2.415	7.180	**9.595**	4.787	-	-	-	-	**4.787**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BANCO DE CREDITO DEL PERU	Perú	US$	3,63%	Trimestral	621	1.252	**1.873**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BBVA CONTINENTAL	Perú	US$	2,84%	Trimestral	-	950	**950**	1.941	-	-	-	-	**1.941**
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	RENTING S.A.C.	Perú	PEN	7,57%	Mensual	8	20	**28**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	EQUIRENT S.A.	Colombia	COP	11,02%	Mensual	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	MAREAUTO COLOMBIA S.A.S	Colombia	COP	11,02%	Mensual	7	13	**20**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	COMPAÑÍA NAVIERA DEL GUAVIO LTDA.	Colombia	COP	5,72%	Mensual	44	157	**201**	94	-	-	-	-	**94**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	JAIRO ALBERTO BAQUERO PRADA	Colombia	COP	6,74%	Mensual	8	19	**27**	2	-	-	-	-	**2**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS	Colombia	COP	7,93%	Mensual	46	145	**191**	206	223	158	-	-	**587**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	TRANSPORTES ESPECIALES FSG	Colombia	COP	7,10%	Mensual	176	547	**723**	252	-	-	-	-	**252**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	CALDWELL MANAGEMENT SAS	Colombia	COP	7,56%	Mensual	45	141	**186**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AVIS MAREAUTO COLOMBIA S.A.S	Colombia	COP	13,30%	Mensual	4	14	**18**	7	-	-	-	-	**7**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	GESTIÓN INMOBILIARIA MIC S.A.S	Colombia	COP	7,48%	Mensual	2	2	**4**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	EMPRESA INMOBILIARIA DE CUNDINAMARCA	Colombia	COP	6,90%	Mensual	11	33	**44**	11	-	-	-	-	**11**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	PAOLA ONDO	Colombia	COP	8,18%	Mensual	3	8	**11**	6	-	-	-	-	**6**
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	PAOLA ANDREA LONDOÑO	Colombia	COP	9,25%	Mensual	39	124	**163**	178	128	-	-	-	**306**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	CASTELLO BRANCO OFFICE PARK - FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO (50%) / CSHG REAL ESTATE - FUNDO D	Brasil	BRL	10,55%	Mensual	567	934	**1.501**	1.359	1.502	1.661	1.836	2.753	**9.111**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MICHEL ESPER SAAD JUNIOR / SELMA MICHEL SAAD / DORA SAAD	Brasil	BRL	6,93%	Mensual	66	134	**200**	190	151	-	-	-	**341**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	SIFONT - COMÉRCIO DE PRODUTOS ADESIVOS LTDA - PPE / DAISAN CONSULTORIA E NEGÓCIOS IMOBILIÁRIOS LTD	Brasil	BRL	8,22%	Mensual	20	38	**58**	54	58	63	68	36	**279**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	GABRIEL CHUCAIR / SANDRA REGINA MARQUES PEREIRA CHUCAIR / EDUARDO CHUCAIR / MAURÍCIO CHUCAIR	Brasil	BRL	2,42%	Mensual	36	-	**36**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JOAQUIM VICENTE MARTINS / MARIA FERNANDA DOS SANTOS MARTINS	Brasil	BRL	4,44%	Mensual	25	48	**73**	27	-	-	-	-	**27**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DINARTEK ADMINISTRAÇÃO E PARTICIPAÇÃO	Brasil	BRL	4,44%	Mensual	16	37	**53**	13	-	-	-	-	**13**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LUIZ ROBERTO GIL CONSULTORIA	Brasil	BRL	2,42%	Mensual	6	-	**6**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	RECOLOR MERCANTIL LTDA	Brasil	BRL	5,37%	Mensual	17	37	**54**	38	-	-	-	-	**38**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FADL IBRAHIM MADJOUB / WADAD ABDUL MANDJOUB	Brasil	BRL	5,83%	Mensual	12	26	**38**	36	13	-	-	-	**49**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ROGERIO PEREIRA DA SILVA / SIMONE DA SILVA	Brasil	BRL	5,83%	Mensual	10	20	**30**	28	7	-	-	-	**35**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	CONSTRUTORA AVILA DE AZEVEDO EIRELI	Brasil	BRL	6,78%	Mensual	3	6	**9**	7	-	-	-	-	**7**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FABIO HIROYUKI OGAWA / MÔNICA HITOMI KONDO	Brasil	BRL	4,44%	Mensual	2	3	**5**	-	-	-	-	-	**-**

22.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos, continuación

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Vencimiento	30 de septiembre de 2020								
									Corriente			No Corriente					
									Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	SERGIO PEREIRA LEITE	Brasil	BRL	9,34%	Mensual	3	5	**8**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	M.O. INCORPORAÇÕES & PARTICIPAÇÕES LTDA.	Brasil	BRL	6,78%	Mensual	1	2	**3**	3	-	-	-	-	**3**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	EMILIANA RIBEIRO / SUZANA APARECIDA RIBEIRO / VICTOR JESUS RIBEIRO / JOSEPH AUGUSTO RIBEIRO	Brasil	BRL	4,44%	Mensual	3	4	**7**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LOURIVAL ASSUNÇÃO DE ABREU	Brasil	BRL	6,78%	Mensual	2	4	**6**	5	-	-	-	-	**5**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL LOGISTICS LTDA	Brasil	BRL	10,32%	Mensual	77	164	**241**	239	263	23	-	-	**525**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL LOCAÇÕES LTDA	Brasil	BRL	8,97%	Mensual	6	-	**6**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	CSC COMPUTER SCIENCES BRASIL S.A.	Brasil	BRL	8,97%	Mensual	119	-	**119**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DIRCE GONÇALVES GOMES	Brasil	BRL	7,82%	Mensual	8	16	**24**	23	25	22	-	-	**70**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FRANCISCO FREXOSO SALAZAR	Brasil	BRL	7,82%	Mensual	6	10	**16**	14	15	14	-	-	**43**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DARCIO ANTONIO LEARDINI / RITA DE CASSIA PONTIERI LEARDINI / VINICIUS LEARDINI / PATRICIA LEARDINI SOUZA	Brasil	BRL	7,35%	Mensual	6	12	**18**	17	18	14	-	-	**49**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JOSÉ HENRIQUE DOS SANTOS SOUSA / JOSÉ ANTUNES GOMES DE SOUSA	Brasil	BRL	6,93%	Mensual	1	2	**3**	3	4	2	-	-	**9**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MARIA ANGELA RODRIGUES LODO MOTA	Brasil	BRL	7,35%	Mensual	1	2	**3**	3	3	2	-	-	**8**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	HONÓRIO PEREIRA DOMINGUES	Brasil	BRL	7,82%	Mensual	1	2	**3**	3	3	2	-	-	**8**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	EDNEIA DE SOUZA SOARES	Brasil	BRL	6,93%	Mensual	1	2	**3**	3	3	2	-	-	**8**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MADALENA OLIVEIRA DA SILVA / RENAN OLIVEIRA SILVA / SULIVAN OLIVEIRA SILVA	Brasil	BRL	7,35%	Mensual	1	2	**3**	3	3	3	-	-	**9**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ADAQUIR PRISCO	Brasil	BRL	7,82%	Mensual	2	3	**5**	4	5	4	-	-	**13**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	NEWTON PEREIRA DA SILVA	Brasil	BRL	6,93%	Mensual	2	4	**6**	6	6	4	-	-	**16**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DALMAS PARTICIPAÇÕES LTDA.	Brasil	BRL	8,02%	Mensual	4	8	**12**	12	13	12	-	-	**37**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ACG PROJETOS & DECORAÇÕES LTDA	Brasil	BRL	11,25%	Mensual	3	5	**8**	7	8	8	-	-	**23**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ADA MARIA VASONE / OLGA MARIA VASONE DE CASTRO CONDE / PATRICIA MARIA VASONE SPINGOLA / ARMANDO VA	Brasil	BRL	7,82%	Mensual	8	17	**25**	24	25	9	-	-	**58**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO PADRE ANCHIETA - CENTRO PAULISTA DE RÁDIO TV EDUCATIVAS	Brasil	BRL	7,82%	Mensual	68	115	**183**	163	176	15	-	-	**354**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	RUJO CONSTRUÇÕES E EMPREENDIMENTOS IMOBILIÁRIOS LTDA	Brasil	BRL	7,82%	Mensual	10	19	**29**	26	28	23	-	-	**77**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	TIVIT TERCEIRIZAÇÃO DE PROCESSOS, SERVIÇOS E TECNOLOGIA S.A.	Brasil	BRL	8,93%	Mensual	1.693	449	**2.142**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	2,42%	Mensual	116	-	**116**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	5,83%	Mensual	78	171	**249**	199	-	-	-	-	**199**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ARVAL	Brasil	BRL	4,65%	Mensual	73	-	**73**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL	Brasil	BRL	9,45%	Mensual	900	1.476	**2.376**	2.130	2.331	2.552	2.793	3.689	**13.495**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MAESTRO	Brasil	BRL	7,28%	Mensual	200	373	**573**	530	422	-	-	-	**952**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	VAMOS	Brasil	BRL	7,28%	Mensual	249	568	**817**	806	497	-	-	-	**1.303**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL	Brasil	BRL	13,39%	Mensual	138	196	**334**	214	330	29	-	-	**573**
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	AGASUS	Brasil	BRL	6,57%	Mensual	461	817	**1.278**	759	-	-	-	-	**759**
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA	Perú	US$	2,81%	Trimestral	-	6.574	**6.574**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,12%	Mensual	3	6	**9**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	ELIAS MARCELO LAOS HUAMAN	Perú	US$	2,23%	Trimestral	6	18	**24**	2	-	-	-	-	**2**
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTING S.A.C.	Perú	PEN	5,45%	Mensual	2	5	**7**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,51%	Mensual	7	22	**29**	34	-	-	-	-	**34**
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	2,23%	Mensual	-	363	**363**	778	778	778	778	3.759	**6.871**
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	4,66%	Mensual	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	12,42%	Mensual	11	32	**43**	40	-	-	-	-	**40**
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,04%	Mensual	76	-	**76**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	10,93%	Mensual	8	24	**32**	29	-	-	-	-	**29**
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	Extranjero	EL CORTE INGLES	Brasil	EUR	0,10%	Mensual	3	-	**3**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	Extranjero	COLUNA IMOBILIÁRIA LTDA	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	71	-	**71**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	12,42%	Mensual	14	41	**55**	50	-	-	-	-	**50**
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	PAULO ANDRADE DE SOUZA PINTO FILHO	Brasil	BRL	11,45%	Mensual	11	-	**11**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	VINICOLA DO VALE DO SÃO FRANCISCO	Brasil	EUR	9,31%	Mensual	3	2	**5**	3	3	3	4	342	**355**
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	BM LOGÍSTICA S.A.	Brasil	BRL	5,94%	Mensual	34	12	**46**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	VINICOLA DO VALE DO SÃO FRANCISCO	Brasil	BRL	13,11%	Mensual	30	-	**30**	-	-	-	-	127	**127**
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	PMINAS BRASIL CONSTRUÇÃO CIVIL E SE	Brasil	BRL	8,97%	Mensual	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	INTER EMPRENDIMENTOS IMOBILIARIOS L	Brasil	BRL	4,76%	Mensual	3	10	**13**	9	-	-	-	-	**9**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	GABRIELA DA SILVA BRAGA	Brasil	BRL	2,42%	Mensual	3	3	**6**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MAIANA DE FÁTIMA BEZERRA PINHEIRO	Brasil	BRL	2,42%	Mensual	4	5	**9**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	SJ ADMINISTRAÇÃO DE IMÓVEIS	Brasil	BRL	9,67%	Mensual	3	1	**4**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	VALTER FURTADO ADVOGADOS ASSOCIADOS	Brasil	BRL	7,41%	Mensual	2	6	**8**	8	4	-	-	-	**12**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	CARLOS NILBERTO LIMA VENANCIO	Brasil	BRL	10,01%	Mensual	1	3	**4**	1	-	-	-	-	**1**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	EXPEDITO FILHO XIMENES CARNEIRO	Brasil	BRL	2,42%	Mensual	3	-	**3**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	3,47%	Mensual	146	-	**146**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	10,93%	Mensual	26	77	**103**	93	-	-	-	-	**93**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	UNIMÓVEIS	Brasil	BRL	10,01%	Mensual	3	1	**4**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	ELUÍSIO SOARES DA SILVA	Brasil	BRL	10,01%	Mensual	1	1	**2**	1	-	-	-	-	**1**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNTELC - FUND. TELEDUCAÇÃO - CE	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	10	-	**10**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	TELEVISAO VERDES MARES LTDA	Brasil	BRL	4,01%	Mensual	4	-	**4**	-	-	-	-	-	**-**

22.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos, continuación

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Vencimiento	30 de septiembre de 2020								
									Corriente			No Corriente					
									Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	3,47%	Mensual	8	-	**8**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	4,11%	Mensual	4	-	**4**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	3,47%	Mensual	22	-	**22**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	3,47%	Mensual	6	-	**6**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	3,47%	Mensual	7	-	**7**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	3,47%	Mensual	3	-	**3**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	3,47%	Mensual	2	-	**2**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	3,47%	Mensual	2	-	**2**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FRANCISCO FELIPE DE SOUSA	Brasil	BRL	8,01%	Mensual	1	2	**3**	2	3	3	3	-	**11**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	F OLIVEIRA CORRETOR	Brasil	BRL	6,93%	Mensual	2	5	**7**	7	8	5	-	-	**20**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FRANCISCO DE ASSIS ROCHA RODRIGUES	Brasil	BRL	6,93%	Mensual	2	5	**7**	7	8	3	-	-	**18**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MADELINE CORDEIRO CAVALCANTE	Brasil	BRL	8,31%	Mensual	1	2	**3**	3	3	3	3	12	**24**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MARIA OTACIANA NOGUEIRA CASTRO	Brasil	BRL	5,83%	Mensual	1	2	**3**	3	-	-	-	-	**3**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MARIA DAS GRACAS TIMBO D MARTINS	Brasil	BRL	7,75%	Mensual	1	1	**2**	1	1	1	2	13	**18**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FRANCISCO CANUTO LINS	Brasil	BRL	12,51%	Mensual	2	2	**4**	4	4	4	5	12	**29**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	PRIME PLUS LOCACAO VEICULOS E TRANS	Brasil	BRL	8,97%	Mensual	11	-	**11**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LUIZA MARTINS CAVALCANTI	Brasil	BRL	6,48%	Mensual	1	2	**3**	2	-	-	-	-	**2**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	S.M. ALVES MOURA-ME	Brasil	BRL	10,88%	Mensual	2	4	**6**	5	-	-	-	-	**5**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BERTRANS BERTOTTI TRANSPORTES DE CARGAS SECAS	Brasil	BRL	10,88%	Mensual	129	77	**206**	26	-	-	-	-	**26**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	CLAUDIO SEBASTIÃO DE LIMA	Brasil	BRL	5,37%	Mensual	2	2	**4**	1	-	-	-	-	**1**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	SOLI EMPREENDIMENTOS E CONSTRUÇÕES LTDA	Brasil	BRL	5,83%	Mensual	28	20	**48**	28	5	-	-	-	**33**
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	EXPEDITO ARAGÃO PONTES	Brasil	BRL	6,78%	Mensual	1	3	**4**	4	3	3	-	-	**7**
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	4,66%	Mensual	13	-	**13**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	12,42%	Mensual	3	8	**11**	9	-	-	-	-	**9**
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S.A.	Brasil	BRL	5,81%	Mensual	16	-	**16**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S.A.	Brasil	BRL	6,50%	Mensual	8	4	**12**	5	-	-	-	-	**5**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	VINÍCIUS ANJOS DE SOUZA	Brasil	BRL	8,55%	Mensual	8	14	**22**	20	21	23	25	34	**123**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MAURÍCIO MANHÃE DE LIMA	Brasil	BRL	5,30%	Mensual	12	22	**34**	8	-	-	-	-	**8**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MOACYR JOSÉ DA CRUZ	Brasil	BRL	5,34%	Mensual	49	37	**86**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	PAULO ALBERTO SILVA DE ANDRADE	Brasil	BRL	10,01%	Mensual	6	11	**17**	8	-	-	-	-	**8**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOSÉ CLAUDIO MACHADO	Brasil	BRL	9,89%	Mensual	1	2	**3**	3	-	-	-	-	**3**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	OLIVER DA SILVA BARRETO	Brasil	BRL	9,67%	Mensual	2	2	**4**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MAURO JOSÉ RODRIGUES FELGA	Brasil	BRL	11,78%	Mensual	5	8	**13**	12	13	14	16	23	**78**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	3,47%	Mensual	140	-	**140**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	10,93%	Mensual	151	447	**598**	539	-	-	-	-	**539**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MARILENE DAFLON JAPOR TORRES	Brasil	BRL	4,76%	Mensual	3	6	**9**	5	-	-	-	-	**5**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO PATRIMONIAL III	Brasil	BRL	8,54%	Mensual	1.015	608	**1.623**	659	716	777	846	942	**3.940**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LIGIA RIBEIRO GARCIA DE REZENDE	Brasil	BRL	10,32%	Mensual	1	2	**3**	3	3	-	-	-	**6**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	OSWALDO CARDOSO LIMA	Brasil	BRL	5,34%	Mensual	6	-	**6**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LUIZ ANTONIO SIQUEIRA GONÇALVES	Brasil	BRL	10,01%	Mensual	4	4	**8**	2	-	-	-	-	**2**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	CONSÓRCIO GDA SERVIÇOS DE TRANSPOR	Brasil	BRL	8,97%	Mensual	21	-	**21**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOSUÉ COUTO DE OLIVEIRA	Brasil	BRL	7,11%	Mensual	1	2	**3**	1	-	-	-	-	**1**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ALOYSIO DOS SANTOS ERTHAL	Brasil	BRL	7,30%	Mensual	1	1	**2**	2	2	1	-	-	**5**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MIGUEL GUERREIRO MARTINS	Brasil	BRL	6,30%	Mensual	2	4	**6**	3	-	-	-	-	**3**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	NITERÓI EMPRESA DE LAZER E TURISMO S/A	Brasil	BRL	12,94%	Mensual	12	2	**14**	2	3	3	4	21	**33**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LEONARDO CAMPOS	Brasil	BRL	10,32%	Mensual	2	3	**5**	4	5	1	-	-	**10**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOÃO LOPES MEZAVILLA JUNIOR	Brasil	BRL	9,44%	Mensual	7	2	**9**	3	4	4	4	12	**27**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ALICE ALT BITTENCOURT	Brasil	BRL	9,89%	Mensual	11	5	**16**	7	-	-	-	-	**7**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOÃO COELHO DE ALENCAR	Brasil	BRL	9,44%	Mensual	12	8	**20**	11	12	13	15	38	**89**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ISIDRO DA SILVA FERREIRA	Brasil	BRL	10,88%	Mensual	1	2	**3**	4	4	4	5	17	**34**
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOSÉ MARTINS FILHO	Brasil	BRL	10,39%	Mensual	-	1	**1**	2	2	2	1	-	**7**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	AGNOS COMÉRCIO DE PARAF. LTDA	Brasil	BRL	4,97%	Mensual	2	2	**4**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	LUSIA GOMES JESUS	Brasil	BRL	4,66%	Mensual	1	1	**2**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	4,66%	Mensual	111	-	**111**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	5,73%	Mensual	25	73	**98**	85	-	-	-	-	**85**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITA EMPRESA DE TRANSPORTES LTDA	Brasil	BRL	8,93%	Mensual	509	607	**1.116**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITA EMPRESA DE TRANSPORTES LTDA	Brasil	BRL	5,81%	Mensual	93	-	**93**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	RAMES ABRAHÃO BASÍLIO	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	23	-	**23**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ANTÔNIO FRANCISCO DE MIRANDA	Brasil	BRL	9,10%	Mensual	1	2	**3**	3	4	3	-	-	**10**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SILVIO LUCIANO SAGGIN	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ANTÔNIO SERGIO MACHADO	Brasil	BRL	8,86%	Mensual	1	1	**2**	2	2	1	-	-	**5**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SANT'ANA DINIZ & MOURA AGORPECUÁRIA LTDA.	Brasil	BRL	9,34%	Mensual	14	12	**26**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	NERCI BERNARDO DA COSTA	Brasil	BRL	9,10%	Mensual	2	3	**5**	4	4	2	-	-	**10**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	JOÃO FRANCISCO DOURADO	Brasil	BRL	11,25%	Mensual	2	2	**4**	3	4	1	-	-	**8**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	FLÁVIO DE OLIVEIRA BRAGA	Brasil	BRL	8,01%	Mensual	2	4	**6**	6	7	8	2	-	**23**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	EDIVALDO GODOI DA SILVA	Brasil	BRL	7,30%	Mensual	1	2	**3**	3	3	3	-	-	**9**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ADAIR DEODORO SILVA	Brasil	BRL	8,01%	Mensual	2	3	**5**	4	5	5	-	-	**14**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	DANÚBIA DE FREITAS QUEIROZ	Brasil	BRL	5,34%	Mensual	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SELSSI GUEDES DOURADO	Brasil	BRL	9,84%	Mensual	1	2	**3**	2	3	3	2	-	**10**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ANA MARIA IANNACONI BORGES	Brasil	BRL	9,84%	Mensual	3	3	**6**	5	6	6	3	-	**20**
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	TEREZINHA DO CARMOS DE JESUS	Brasil	BRL	9,84%	Mensual	1	2	**3**	3	3	3	1	-	**10**
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	4,66%	Mensual	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	12,42%	Mensual	10	31	**41**	37	-	-	-	-	**37**
Extranjero	EDESUR	Argentina	Extranjero	SOCIEDAD DE HECHO ENTRE DEL TORO LEONARDO Y DEL TORO DOMINGO	Argentina	ARS	0,62%	Mensual	-	77	**77**	71	-	-	-	-	**71**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,50%	Mensual	1	-	**1**	-	-	-	-	-	**-**
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	7,67%	Mensual	2	2	**4**	10	4	-	-	-	**14**
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	96.800.570-7	COMPAÑIA DE LEASING TATTERSALL S.A.	Chile	UF	0,01%	Mensual	2	16	**18**	-	-	-	-	-	**-**
				Total					**15.241**	**35.920**	**51.161**	**31.060**	**15.908**	**9.267**	**8.869**	**30.535**	**95.639**

22.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos, continuación

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Vencimiento	31 de diciembre de 2019								
									Corriente			No Corriente					
									Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	INVERSIONES Y CONSTRUCCIONES 79 SAS (PAGADOR ALTERNO: FIDUBOGOTÁ GE)	Colombia	COP	7,44%	Mensual	118	356	474	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	INVERSIONES Y CONSTRUCCIONES 79 SAS (PAGADOR ALTERNO: FIDUBOGOTÁ GE)	Colombia	COP	7,44%	Mensual	35	105	140	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ANA MARIA RESTREPO PEREA (33,33%)	Colombia	COP	7,44%	Mensual	19	56	75	2	-	-	-	-	2
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MARIA VICTORIA RESTREPO DE MARTINEZ (33,33%)	Colombia	COP	7,44%	Mensual	19	56	75	2	-	-	-	-	2
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	LONDONO DE ARENAS MARIA DEL PILAR (25%)	Colombia	COP	7,44%	Mensual	14	42	56	2	-	-	-	-	2
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MARTINEZ ISAACS ROBERTO EDUARDO (8,34%)	Colombia	COP	7,44%	Mensual	5	14	19	1	-	-	-	-	1
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BOGOTA	Colombia	COP	7,39%	Mensual	102	171	273	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CASTRO OCHOA LUIS ANTONIO	Colombia	COP	7,71%	Mensual	15	60	75	62	49	-	-	-	111
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	SITUANDO LTDA	Colombia	COP	7,56%	Mensual	35	114	149	84	-	-	-	-	84
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	JULIO ALBERTO FLECHAS VEGA	Colombia	COP	7,44%	Mensual	7	21	28	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PAEZ RUIZ Y ASOCIADOS LTDA	Colombia	COP	7,60%	Mensual	14	50	64	52	-	-	-	-	52
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ACCI S.A.S	Colombia	COP	7,99%	Mensual	40	190	230	151	163	176	53	-	543
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	SITUANDO LTDA	Colombia	COP	7,40%	Mensual	31	62	93	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CONSTRUCCIONES E INVERSIONES AMC S.A.	Colombia	COP	7,80%	Mensual	12	50	62	48	52	14	-	-	114
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CANALES ANDRADE Y CIA SAS	Colombia	COP	7,57%	Mensual	25	83	108	68	-	-	-	-	68
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MERCURIO CENTRO COMERCIAL	Colombia	COP	7,57%	Mensual	1	4	5	3	-	-	-	-	3
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BOGOTA	Colombia	COP	7,93%	Mensual	112	510	622	431	465	502	-	-	1.398
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MUNOZ HERMANOS FYN Y COMPANIA SAS	Colombia	COP	7,87%	Mensual	6	27	33	24	44	-	-	-	68
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MUNOZ HERMANOS FYN Y COMPANIA SAS	Colombia	COP	7,87%	Mensual	6	26	32	23	42	-	-	-	65
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	CALDWELL MANAGEMENT SAS	Colombia	COP	7,56%	Mensual	52	175	227	142	-	-	-	-	142
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	Colombia	COP	7,88%	Mensual	15	170	185	25	27	29	32	860	973
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MINISTERIO DEFENSA NAL EJERCITO NAC	Colombia	COP	7,72%	Mensual	12	91	103	49	39	-	-	-	88
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	NEARDENTAL S.A.S	Colombia	COP	7,40%	Mensual	9	14	23	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	AMERICAS BUSINESS PROCESS SERVICES S.A	Colombia	COP	7,59%	Mensual	9	30	39	28	-	-	-	-	28
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	AMERICAS BUSINESS PROCESS SERVICES S.A	Colombia	COP	7,59%	Mensual	23	77	100	74	-	-	-	-	74
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	TRANSPORTES ESPECIALES FSG	Colombia	COP	7,10%	Mensual	6	17	23	23	3	-	-	-	26
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	EQUIRENT S.A.	Colombia	COP	9,52%	Mensual	11	19	30	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MAREAUTO COLOMBIA SAS	Colombia	COP	12,09%	Mensual	223	672	895	92	-	-	-	-	92
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	TRANSPORTES ESPECIALES ALIADOS S.A.S	Colombia	COP	12,50%	Mensual	69	220	289	214	-	-	-	-	214
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO INTERBANK	Perú	PEN	6,24%	Trimestral	642	1.954	2.596	2.692	2.857	-	-	-	5.549
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO INTERBANK	Perú	PEN	5,54%	Trimestral	103	308	411	431	339	116	-	-	886
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL	Perú	PEN	4,37%	Trimestral	-	4.932	4.932	6.801	7.085	3.650	-	-	17.536
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BUILDINGINMUEBLES PANAMERICANA S.A.	Perú	US$	5,19%	Mensual	51	156	207	217	228	240	252	87	1.024
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BUILDINGMZ-INMOBILIARIA & DESARROLLADORA S.A.	Perú	US$	4,65%	Mensual	10	29	39	10	-	-	-	-	10
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,35%	Mensual	16	26	42	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,35%	Mensual	7	4	11	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	FM EDIFICACIONES	Perú	US$	5,05%	Mensual	4	11	15	16	16	10	-	-	42
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,70%	Mensual	31	87	118	129	97	-	-	-	226
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BANCO DE CREDITO DEL PERU	Perú	US$	5,68%	Trimestral	1.981	18.315	20.296	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BANCO DE CREDITO DEL PERU	Perú	PEN	5,58%	Trimestral	687	6.354	7.041	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	SCOTIABANK PERU	Perú	US$	3,70%	Trimestral	2.427	7.181	9.608	9.574	2.394	-	-	-	11.968
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BANCO DE CREDITO DEL PERU	Perú	US$	3,63%	Trimestral	607	1.840	2.447	1.252	-	-	-	-	1.252
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	RENTING SAC	Perú	PEN	7,57%	Mensual	9	26	35	21	-	-	-	-	21
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BBVA CONTINENTAL	Perú	US$	2,84%	Trimestral	1	-	1	556	568	-	-	-	1.124
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	EQUIRENT S.A.	Colombia	COP	11,02%	Mensual	5	10	15	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	MAREAUTO COLOMBIA S.A.S	Colombia	COP	11,02%	Mensual	19	44	63	15	-	-	-	-	15
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	JAIRO ALBERTO BAQUERO PRADA	Colombia	COP	7,00%	Mensual	10	22	32	25	-	-	-	-	25
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BOGOTA	Colombia	COP	8,00%	Mensual	52	162	214	230	249	268	118	-	865
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	CALDWELL MANAGEMENT SAS	Colombia	COP	8,00%	Mensual	53	154	207	163	-	-	-	-	163
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	GESTIÓN INMOBILIARIA MIC S.A.S	Colombia	COP	7,00%	Mensual	3	8	11	2	-	-	-	-	2
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	COMPAÑÍA NAVIERA DEL GUAVIO LTDA.	Colombia	COP	7,00%	Mensual	57	19	76	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	TRANSPORTES ESPECIALES FSG	Colombia	COP	7,00%	Mensual	198	614	812	870	75	-	-	-	945
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AVIS MAREAUTO COLOMBIA S.A.S	Colombia	COP	13,00%	Mensual	5	15	20	23	2	-	-	-	25
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AVIS MAREAUTO COLOMBIA S.A.S	Colombia	COP	13,00%	Mensual	3	3	6	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	NEARDENTAL S.A.S	Colombia	COP	7,00%	Mensual	12	9	21	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	CASTELLO BRANCO OFFICE PARK - FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO (50%) / CSHG REAL ESTATE - FUNDO D	Brasil	BRL	10,55%	Mensual	777	1.216	1.993	1.768	1.955	2.162	2.390	5.819	14.094
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MICHEL ESPER SAAD JUNIOR / SELMA MICHEL SAAD / DORA SAAD	Brasil	BRL	10,32%	Mensual	81	154	235	224	247	133	-	-	604
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	SIFONT - COMÉRCIO DE PRODUTOS ADESIVOS LTDA - PPE / DAISAN CONSULTORIA E NEGÓCIOS IMOBILIÁRIOS LTD	Brasil	BRL	10,10%	Mensual	25	42	67	62	68	75	82	115	402
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	GABRIEL CHUCAIR / SANDRA REGINA MARQUES PEREIRA CHUCAIR / EDUARDO CHUCAIR / MAURÍCIO CHUCAIR	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	50	104	154	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JOAQUIM VICENTE MARTINS / MARIA FERNANDA DOS SANTOS MARTINS	Brasil	BRL	4,01%	Mensual	26	-	26	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DINARTEK ADMINISTRAÇÃO E PARTICIPAÇÃO	Brasil	BRL	7,11%	Mensual	21	45	66	64	-	-	-	-	64
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LUIZ ROBERTO GIL CONSULTORIA	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	9	17	26	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	RECOLOR MERCANTIL LTDA	Brasil	BRL	9,89%	Mensual	22	40	62	58	31	-	-	-	89
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FADL IBRAHIM MADJOUB / WADAD ABDUL MANDJOUB	Brasil	BRL	4,01%	Mensual	10	-	10	-	-	-	-	-	-

22.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos, continuación

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Vencimiento	31 de diciembre de 2019								
									Corriente			No Corriente					
									Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ROGERIO PEREIRA DA SILVA / SIMONE DA SILVA	Brasil	BRL	4,01%	Mensual	5	-	5	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	CONSTRUTORA AVILA DE AZEVEDO EIRELI	Brasil	BRL	9,89%	Mensual	3	7	10	10	6	-	-	-	16
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FABIO HIROYUKI OGAWA / MÔNICA HITOMI KONDO	Brasil	BRL	9,34%	Mensual	2	5	7	4	-	-	-	-	4
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FRANCISCO PERINE	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	2	3	5	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	SERGIO PEREIRA LEITE	Brasil	BRL	9,34%	Mensual	4	9	13	7	-	-	-	-	7
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JOSÉ CARLOS RIBEIRO / ANA CLÁUDIA LAPORTE RIBEIRO	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	2	2	4	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	M.O. INCORPORAÇÕES & PARTICIPAÇÕES LTDA.	Brasil	BRL	9,89%	Mensual	1	3	4	4	3	-	-	-	7
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	EMILIANA RIBEIRO / SUZANA APARECIDA RIBEIRO / VICTOR JESUS RIBEIRO / JOSEPH AUGUSTO RIBEIRO	Brasil	BRL	9,34%	Mensual	3	6	9	5	-	-	-	-	5
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LOURIVAL ASSUNÇÃO DE ABREU	Brasil	BRL	9,89%	Mensual	2	5	7	7	5	-	-	-	12
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL LOGISTICS LTDA	Brasil	BRL	10,32%	Mensual	104	214	318	311	343	313	-	-	967
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL LOCAÇÕES LTDA	Brasil	BRL	8,97%	Mensual	13	9	22	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	CSC COMPUTER SCIENCES BRASIL S.A.	Brasil	BRL	8,97%	Mensual	157	432	589	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DIRCE GONÇALVES GOMES	Brasil	BRL	11,25%	Mensual	11	18	29	26	29	32	20	-	107
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FRANCISCO FREXOSO SALAZAR	Brasil	BRL	11,25%	Mensual	6	11	17	17	19	21	13	-	70
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DARCIO ANTONIO LEARDINI / RITA DE CASSIA PONTIERI LEARDINI / VINICIUS LEARDINI / PATRICIA LEARDINI SOUZA	Brasil	BRL	11,25%	Mensual	6	12	18	18	20	22	12	-	72
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JOSÉ HENRIQUE DOS SANTOS SOUSA / JOSÉ ANTUNES GOMES DE SOUSA	Brasil	BRL	8,43%	Mensual	1	3	4	4	5	5	2	-	16
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MARIA ANGELA RODRIGUES LODO MOTA	Brasil	BRL	11,25%	Mensual	1	2	3	3	3	3	2	-	11
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	HONÓRIO PEREIRA DOMINGUES	Brasil	BRL	11,25%	Mensual	1	2	3	3	3	4	2	-	12
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	EDNEIA DE SOUZA SOARES	Brasil	BRL	8,43%	Mensual	1	2	3	3	4	4	1	-	12
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MADALENA OLIVEIRA DA SILVA / RENAN OLIVEIRA SILVA / SULIVAN OLIVEIRA SILVA	Brasil	BRL	11,25%	Mensual	1	2	3	3	4	4	2	-	13
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ADAQUIR PRISCO	Brasil	BRL	11,25%	Mensual	2	4	6	5	6	6	3	-	20
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	NEWTON PEREIRA DA SILVA	Brasil	BRL	8,43%	Mensual	2	5	7	7	8	8	3	-	26
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DALMAS PARTICIPAÇÕES LTDA.	Brasil	BRL	11,25%	Mensual	5	9	14	13	14	16	10	-	53
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ACG PROJETOS & DECORAÇÕES LTDA	Brasil	BRL	11,25%	Mensual	4	7	11	10	11	12	9	-	42
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ADA MARIA VASONE / OLGA MARIA VASONE DE CASTRO CONDE / PATRICIA MARIA VASONE SPINGOLA / ARMANDO VA	Brasil	BRL	8,43%	Mensual	10	20	30	29	31	34	3	-	97
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO PADRE ANCHIETA - CENTRO PAULISTA DE RÁDIO TV EDUCATIVAS	Brasil	BRL	10,32%	Mensual	71	137	208	199	220	200	-	-	619
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	RUJO CONSTRUÇÕES E EMPREENDIMENTOS IMOBILIÁRIOS LTDA	Brasil	BRL	11,25%	Mensual	13	20	33	30	33	37	20	-	120
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	TIVIT TERCEIRIZAÇÃO DE PROCESSOS, SERVIÇOS E TECNOLOGIA S.A.	Brasil	BRL	8,93%	Mensual	1.216	2.728	3.944	630	-	-	-	-	630
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	33	157	190	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	9,89%	Mensual	98	338	436	489	308	-	-	-	797
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ARVAL BRASIL LTDA.	Brasil	BRL	4,65%	Mensual	647	-	647	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL S.A.	Brasil	BRL	9,45%	Mensual	1.310	1.423	2.733	2.054	2.248	2.461	2.693	6.173	15.629
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL S.A.	Brasil	BRL	9,45%	Mensual	408	458	866	660	723	791	866	1.716	4.756
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL S.A.	Brasil	BRL	4,65%	Mensual	33	31	64	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL S.A.	Brasil	BRL	9,45%	Mensual	52	55	107	79	87	95	104	260	625
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MAESTRO LOCADORA DE VEÍCULOS S.A.	Brasil	BRL	7,28%	Mensual	383	497	880	705	756	399	-	-	1.860
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	VAMOS LOCAÇÃO DE CAMINHÕES, MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS LTDA	Brasil	BRL	7,28%	Mensual	421	757	1.178	1.073	1.151	402	-	-	2.626
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL LOGISTICS LTDA	Brasil	BRL	13,39%	Mensual	78	390	468	372	422	254	-	-	1.048
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	AGASUS S.A.	Brasil	BRL	6,57%	Mensual	353	1.475	1.828	1.540	671	-	-	-	2.211
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA	Perú	US$	3,38%	Trimestral	-	1.269	1.269	3.873	-	-	-	-	3.873
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,12%	Mensual	10	18	28	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,12%	Mensual	3	9	12	6	-	-	-	-	6
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,31%	Mensual	2	4	6	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,11%	Mensual	2	1	3	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,11%	Mensual	4	8	12	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	ELIAS MARCELO LAOS HUAMAN	Perú	US$	2,23%	Trimestral	6	19	25	22	-	-	-	-	22
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	FM EDIFICACIONES	Perú	US$	4,83%	Mensual	3	10	13	5	5	3	-	-	13
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTING S.A.C.	Perú	PEN	5,45%	Mensual	2	7	9	7	-	-	-	-	7
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,51%	Mensual	8	23	31	34	25	-	-	-	59
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,04%	Mensual	1	3	4	-	-	-	-	-	-
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%	Mensual	12	8	20	11	7	-	-	-	18
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,04%	Mensual	10	23	33	-	-	-	-	-	-
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%	Mensual	79	55	134	77	47	-	-	-	124
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	Extranjero	EL CORTE INGLES	España	EUR	0,10%	Mensual	5	-	5	-	-	-	-	-	-
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	Extranjero	COLUNA IMOBILIÁRIA LTDA	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	87	6	93	-	-	-	-	-	-
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%	Mensual	10	22	32	31	19	-	-	-	50
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	PAULO ANDRADE DE SOUZA PINTO FILHO	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	13	30	43	-	-	-	-	-	-
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	BM LOGÍSTICA S.A.	Brasil	BRL	5,94%	Mensual	13	29	42	17	-	-	-	-	17
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	VINICOLA DO VALE DO SÃO FRANCISCO	Brasil	BRL	13,11%	Mensual	23	-	23	-	-	-	-	178	178
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	PMINAS BRASIL CONSTRUÇÃO CIVIL E SE	Brasil	BRL	8,97%	Mensual	26	-	26	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	INTER EMPRENDIMENTOS IMOBILIARIOS L	Brasil	BRL	7,11%	Mensual	9	13	22	18	8	-	-	-	26
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	VALDERLI LIMA CARDOSO	Brasil	BRL	4,77%	Mensual	2	1	3	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	GABRIELA DA SILVA BRAGA	Brasil	BRL	5,57%	Mensual	6	1	7	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MAIANA DE FÁTIMA BEZERRA PINHEIRO	Brasil	BRL	6,04%	Mensual	10	15	25	7	-	-	-	-	7

22.1 individualización de Pasivos por Arrendamientos, continuación

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Vencimiento	31 de diciembre de 2019								
									Corriente			No Corriente					
									Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	SJ ADMINISTRAÇÃO DE IMÓVEIS	Brasil	BRL	4,01%	Mensual	4	-	4	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	VALTER FURTADO ADVOGADOS ASSOCIADOS	Brasil	BRL	4,01%	Mensual	5	-	5	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	CARLOS NILBERTO LIMA VENANCIO	Brasil	BRL	7,11%	Mensual	3	4	7	5	-	-	-	-	5
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	EXPEDITO FILHO XIMENES CARNEIRO	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	7	9	16	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	168	510	678	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%	Mensual	198	179	377	250	153	-	-	-	403
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	UNIMÓVEIS	Brasil	BRL	9,34%	Mensual	2	2	4	2	-	-	-	-	2
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	ELUÍSIO SOARES DA SILVA	Brasil	BRL	7,11%	Mensual	1	2	3	2	-	-	-	-	2
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNTELC - FUND. TELEDUCAÇÃO - CE	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	21	7	28	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	TELEVISAO VERDES MARES LTDA	Brasil	BRL	4,01%	Mensual	9	1	10	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LOK MOTORS	Brasil	BRL	8,97%	Mensual	71	68	139	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	11	33	44	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	5	17	22	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	29	89	118	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	8	26	34	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	9	28	37	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	4	13	17	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	3	9	12	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	37	8	45	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FRANCISCO FELIPE DE SOUSA	Brasil	BRL	8,01%	Mensual	2	2	4	3	4	4	4	3	18
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	F OLIVEIRA CORRETOR	Brasil	BRL	8,36%	Mensual	5	6	11	8	9	10	11	4	42
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FRANCISCO DE ASSIS ROCHA RODRIGUES	Brasil	BRL	8,43%	Mensual	5	7	12	10	10	11	1	-	32
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MADELINE CORDEIRO CAVALCANTE	Brasil	BRL	12,71%	Mensual	2	1	3	2	2	2	3	13	22
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MARIA OTACIANA NOGUEIRA CASTRO	Brasil	BRL	8,01%	Mensual	2	2	4	4	4	4	4	3	19
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	MARIA DAS GRACAS TIMBO D MARTINS	Brasil	BRL	9,56%	Mensual	1	1	2	1	1	2	2	18	24
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	FRANCISCO CANUTO LINS	Brasil	BRL	12,51%	Mensual	4	3	7	5	5	6	6	22	44
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	PRIME PLUS LOCACAO VEICULOS E TRANS	Brasil	BRL	8,97%	Mensual	48	8	56	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LUIZA MARTINS CAVALCANTI	Brasil	BRL	6,30%	Mensual	2	2	4	3	2	-	-	-	5
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	S.M. ALVES MOURA-ME	Brasil	BRL	6,30%	Mensual	3	5	8	6	4	-	-	-	10
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BERTRANS BERTOTTI TRANSPORTES DE CARGAS SECAS	Brasil	BRL	9,89%	Mensual	70	98	168	142	-	-	-	-	142
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	2	8	10	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%	Mensual	22	18	40	25	15	-	-	-	40
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S.A.	Brasil	BRL	5,81%	Mensual	5	8	13	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S.A.	Brasil	BRL	6,50%	Mensual	4	6	10	8	5	-	-	-	13
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	VINÍCIUS ANJOS DE SOUZA	Brasil	BRL	10,55%	Mensual	10	15	25	23	25	28	30	71	177
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MAURICIO MANHÃE DE LIMA	Brasil	BRL	7,11%	Mensual	13	28	41	40	-	-	-	-	40
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MOACYR JOSÉ DA CRUZ	Brasil	BRL	5,34%	Mensual	30	91	121	52	-	-	-	-	52
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LEIDIMAR BELIENY DE CASTRO ANDRADE	Brasil	BRL	5,57%	Mensual	7	-	7	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOSÉ CLAUDIO MACHADO	Brasil	BRL	9,89%	Mensual	2	3	5	4	3	-	-	-	7
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	OLIVER DA SILVA BARRETO	Brasil	BRL	5,57%	Mensual	3	-	3	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MOACYR JOSÉ DA CRUZ	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	40	33	73	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MAURO JOSÉ RODRIGUES FELGA	Brasil	BRL	10,55%	Mensual	8	10	18	15	16	18	20	46	115
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,04%	Mensual	24	74	98	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%	Mensual	265	550	815	773	473	-	-	-	1.246
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MARILENE DAFLON JAPOR TORRES	Brasil	BRL	9,89%	Mensual	4	7	11	10	4	-	-	-	14
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO PATRIMONIAL III	Brasil	BRL	8,54%	Mensual	1.399	-	1.399	853	925	1.005	1.090	2.507	6.380
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LIGIA RIBEIRO GARCIA DE REZENDE	Brasil	BRL	10,32%	Mensual	2	2	4	3	4	3	-	-	10
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	OSWALDO CARDOSO LIMA	Brasil	BRL	5,34%	Mensual	9	18	27	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LUIZ ANTONIO SIQUEIRA GONÇALVES	Brasil	BRL	7,11%	Mensual	3	6	9	8	-	-	-	-	8
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	CONSÓRCIO GDA SERVIÇOS DE TRANSPOR	Brasil	BRL	8,97%	Mensual	184	217	401	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOSUÉ COUTO DE OLIVEIRA	Brasil	BRL	7,11%	Mensual	1	2	3	3	1	-	-	-	4
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ALOYSIO DOS SANTOS ERTHAL	Brasil	BRL	7,30%	Mensual	1	2	3	2	2	3	1	-	8
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	MIGUEL GUERREIRO MARTINS	Brasil	BRL	6,30%	Mensual	3	5	8	7	2	-	-	-	9
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LOACIR ANTONIO DE CARVALHO	Brasil	BRL	4,01%	Mensual	2	-	2	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ANTONIO EDUARDO SARKIS	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	8	8	16	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	NITERÓI EMPRESA DE LAZER E TURISMO S/A	Brasil	BRL	12,94%	Mensual	2	2	4	3	4	4	5	34	50
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LEONARDO CAMPOS	Brasil	BRL	10,32%	Mensual	3	4	7	5	6	6	-	-	17
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOÃO LOPES MEZAVILLA JUNIOR	Brasil	BRL	12,51%	Mensual	9	3	12	5	5	6	7	26	49
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ALICE ALT BITTENCOURT	Brasil	BRL	9,89%	Mensual	6	7	13	10	7	-	-	-	17
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO CERJ DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	5,57%	Mensual	19	-	19	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	JOÃO COELHO DE ALENCAR	Brasil	BRL	12,51%	Mensual	11	11	22	17	19	21	24	90	171
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ISIDRO DA SILVA FERREIRA	Brasil	BRL	10,88%	Mensual	1	3	4	5	5	6	6	30	52
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	AGNOS COMÉRCIO DE PARAF. LTDA	Brasil	BRL	9,34%	Mensual	4	5	9	2	-	-	-	-	2
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	LUSIA GOMES JESUS	Brasil	BRL	9,34%	Mensual	2	4	6	1	-	-	-	-	1
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	MARY CELMA ALVES DE ASSIS	Brasil	BRL	4,01%	Mensual	3	1	4	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	JOSÉ FERNANDES DE CASTRO	Brasil	BRL	9,34%	Mensual	1	1	2	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	EULER ANTÔNIO DE ARAÚJO	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	1	1	2	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ANA DA MOTA YESÃO GONÇALVES	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	4	3	7	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	22	68	90	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%	Mensual	194	159	353	224	137	-	-	-	361
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITA EMPRESA DE TRANSPORTES LTDA	Brasil	BRL	8,93%	Mensual	821	1.835	2.656	853	-	-	-	-	853
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITA EMPRESA DE TRANSPORTES LTDA	Brasil	BRL	5,81%	Mensual	17	45	62	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	RAMES ABRAHÃO BASÍLIO	Brasil	BRL	6,08%	Mensual	31	15	46	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ANTÔNIO FRANCISCO DE MIRANDA	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	3	1	4	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	HEBERT CHAVES DE SOUZA	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	4	3	7	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ISABELLA FERNANDES/LETÍCIA FERNANDES	Brasil	BRL	6,04%	Mensual	3	3	6	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	MARA LILIAM DE OLIVEIRA	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	2	1	3	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SILVIO LUCIANO SAGGIN	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	4	3	7	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	VILMA ALVES PIM	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	6	4	10	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ANTÔNIO SERGIO MACHADO	Brasil	BRL	9,35%	Mensual	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SANTANA DINIZ & MOURA AGORPECUÁRIA LTDA.	Brasil	BRL	9,34%	Mensual	30	47	77	16	-	-	-	-	16
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	JOÃO FRANCISCO DOURADO	Brasil	BRL	11,25%	Mensual	2	3	5	4	5	5	-	-	14
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	NERCI BERNARDO DA COSTA	Brasil	BRL	11,25%	Mensual	2	3	5	5	5	6	1	-	17
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	FLÁVIO DE OLIVEIRA BRAGA	Brasil	BRL	8,01%	Mensual	4	5	9	8	9	10	11	-	38
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	DANÚBIA DE FREITAS QUEIROZ	Brasil	BRL	5,34%	Mensual	2	3	5	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ADAIR DEODORO SILVA	Brasil	BRL	8,01%	Mensual	3	4	7	6	6	7	6	-	25
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	EDIVALDO GODOI DA SILVA	Brasil	BRL	7,30%	Mensual	1	2	3	3	4	4	3	-	14
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,04%	Mensual	1	3	4	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%	Mensual	11	7	18	10	6	-	-	-	16
Extranjero	EDESUR	Argentina	Extranjero	SOCIEDAD DE HECHO ENTRE DEL TORO LEONARDO Y DEL TORO DOMINGO	Argentina	ARS	0,62%	Mensual	-	7	7	7	-	-	-	-	7
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,50%	Mensual	1	2	3	3	-	-	-	-	3
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	7,67%	Mensual	3	5	8	14	15	1	-	-	30
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	96.800.570-7	COMPAÑIA DE LEASING TATTERSALL S A.	Chile	UF	0,01%	Mensual	2	9	11	8	-	-	-	-	8
				Total					**18.896**	**62.748**	**81.644**	**42.709**	**26.241**	**13.673**	**7.927**	**18.075**	**108.625**

21.2 Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación, se muestran los flujos de deuda no descontados:

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2020 MUS$	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2020 MUS$
			Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$		Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	
Argentina	ARS	0,62%	24	82	**106**	44	30	25	-	-	**99**
Perú	US$	3,30%	3.258	17.615	**20.873**	9.422	2.424	2.424	2.424	11.713	**28.407**
Perú	PEN	5,57%	2.801	8.375	**11.176**	11.121	4.910	264	154	-	**16.449**
Colombia	COP	8,11%	1.712	4.007	**5.719**	3.938	3.191	2.307	1.658	13.186	**24.280**
Brasil	BRL	7,50%	8.583	14.545	**23.128**	14.049	10.824	8.376	7.660	9.832	**50.741**
Brasil	BRL	3,17%	6	17	**23**	20	20	15	-	-	**55**
Chile	UF	0,01%	6	11	**17**	-	-	-	-	-	**-**
Total			**16.390**	**44.652**	**61.042**	**38.594**	**21.399**	**13.411**	**11.896**	**34.731**	**120.031**

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2019 MUS$	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2019 MUS$
			Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$		Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	
Argentina	ARS	0,62%	4	10	**14**	8	-	-	-	-	**8**
Perú	US$	3,97%	5.688	29.899	**35.587**	16.035	3.178	13	-	-	**19.226**
Perú	PEN	5,10%	1.947	14.777	**16.724**	11.068	10.927	4.057	264	88	**26.404**
Colombia	COP	8,26%	1.819	4.866	**6.685**	3.215	1.384	1.056	550	1.084	**7.289**
Brasil	BRL	8,01%	12.973	24.711	**37.684**	23.324	18.660	14.356	11.592	17.770	**85.702**
Chile	UF	0,01%	3	8	**11**	8	-	-	-	-	**8**
Total			**22.434**	**74.271**	**96.705**	**53.658**	**34.149**	**19.482**	**12.406**	**18.942**	**138.637**

22. 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.

22.1 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:

	30/09/2020 %	31/12/2019 %
Tasa de interés fijo	34%	39%

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad. En este sentido, se observa que la volatilidad que caracterizó a los mercados financieros durante la primera fase de la pandemia, en muchos casos volvió a los niveles pre-COVID-19 y fue compensada por acciones efectivas de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

22.2 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 filiales 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.

Durante el tercer trimestre de 2020, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados. Cabe señalar que la volatilidad que caracterizó a los mercados financieros durante la primera fase de la pandemia, en muchos casos volvió a los niveles pre-COVID-19 y fue compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

22.3 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.

A 30 de septiembre de 2020 no existen operaciones vigentes con finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

A 31 de diciembre de 2019 se han liquidado en el año 5.28 GWh de compra de futuros de energía con finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del tercer trimestre de 2020.

22.4 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 20 y 23.

Al 30 de septiembre de 2020, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS$ 1.605.306 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS$1.938.997 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS$ 706.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

22.5 Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

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

Activos de carácter financiero:

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

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

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

Se observa que los escenarios macroeconómicos a la baja por efecto COVID-19 no tuvieron impactos significativos en la calidad crediticia de las contrapartes. De hecho, los resultados de análisis internos específicos no revelaron correlaciones estadísticas significativas entre los principales indicadores económicos (PIB, tasa de desempleo, etc.) y la solvencia.

22.6 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$ 266.000.

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

23. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

23.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

	30 de septiembre de 2020			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS$	Activos financieros medidos a costo amortizado MUS$	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral MUS$	Derivados financieros de cobertura MUS$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	2.768.914	-	-
Instrumentos derivados	39.495	-	-	153.774
Otros activos de carácter financiero	173.218	12.246	-	-
Total Corriente	**212.713**	**2.781.160**	**-**	**153.774**
Instrumentos de patrimonio	-	-	611	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	522.801	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	24.090
Otros activos de carácter financiero	2.107.172	240.668	-	-
Total No Corriente	**2.107.172**	**763.469**	**611**	**24.090**
Total	**2.319.885**	**3.544.629**	**611**	**177.864**

	31 de diciembre de 2019			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS$	Activos financieros medidos a costo amortizado MUS$	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral MUS$	Derivados financieros de cobertura MUS$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.520.826	-	-
Instrumentos derivados	232	-	-	18.276
Otros activos de carácter financiero	59.146	42.729	-	-
Total Corriente	**59.378**	**3.563.555**	**-**	**18.276**
Instrumentos de patrimonio	-	-	320	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	588.804	-	-
Instrumentos derivados	17.514	-	-	34.105
Otros activos de carácter financiero	2.652.134	345.738	-	-
Total No Corriente	**2.669.648**	**934.542**	**320**	**34.105**
Total	**2.729.026**	**4.498.097**	**320**	**52.381**

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

	30 de septiembre de 2020		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado MUS$	Derivados financieros de cobertura MUS$
Préstamos que devengan interés	-	2.443.840	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	3.324.379	-
Instrumentos derivados	1.923	-	238
Otros pasivos de carácter financiero	-	51.161	-
Total Corriente	**1.923**	**5.819.380**	**238**
Préstamos que devengan interés	-	3.427.428	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.023.608	-
Instrumentos derivados	90	-	-
Otros pasivos de carácter financiero	-	95.639	-
Total No Corriente	**90**	**5.546.675**	**-**
Total	**2.013**	**11.366.055**	**238**

	31 de diciembre de 2019		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado MUS$	Derivados financieros de cobertura MUS$
Préstamos que devengan interés	-	1.478.831	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.218.250	-
Instrumentos derivados	2.047	-	9.173
Total Corriente	**2.047**	**5.697.081**	**9.173**
Préstamos que devengan interés	-	4.889.422	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.334.556	-
Instrumentos derivados	1.036	-	-
Total No Corriente	**1.036**	**7.223.978**	**-**
Total	**3.083**	**12.921.059**	**9.173**

23.2 Instrumentos derivados

El Grupo Enel Américas siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.
La compañía clasifica sus coberturas en:

- Coberturas de flujos de caja: Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.

- Coberturas de valor razonable: Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.

- Derivados no cobertura: Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	30 de septiembre de 2020				31 de diciembre de 2019			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente MUS$	No Corriente MUS$	Corriente MUS$	No Corriente MUS$	Corriente MUS$	No Corriente MUS$	Corriente MUS$	No Corriente MUS$
Cobertura de tipo de interés:	**615**	**10.365**	**-**	**-**	**-**	**12.400**	**317**	**-**
Cobertura flujos de caja	615	10.365	-	-	-	12.400	317	-
Cobertura de tipo de cambio:	**192.654**	**13.725**	**2.161**	**90**	**18.508**	**39.219**	**9.183**	**1.036**
Cobertura de flujos de caja	153.938	13.725	2.153	90	18.508	21.705	9.174	-
Cobertura de valor razonable	38.716	-	8	-	-	17.514	9	1.036
TOTAL	**193.269**	**24.090**	**2.161**	**90**	**18.508**	**51.619**	**9.500**	**1.036**

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación, se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacentes asociados:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 30/09/2020 MUS$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31/12/2019 MUS$
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	10.980	8.670
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	187.591	48.930
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	17.745	-
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	(1.316)	2.008
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	108	-

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los ejercicios terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, ha sido la siguiente:

	30 de septiembre de 2020		30 de septiembre de 2019 (No auditado)	
	Ingresos MUS$	Gastos MUS$	Ingresos MUS$	Gastos MUS$
Instrumento derivado	29.640	-	5.499	-
Partida subyacente	-	688	60	-
TOTAL	**29.640**	**688**	**5.559**	-

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	30 de septiembre de 2020				31 de diciembre de 2019			
	Activos Corriente MUS$	Pasivos Corriente MUS$	Activos No Corriente MUS$	Pasivos No Corriente MUS$	Activos Corriente MUS$	Pasivos Corriente MUS$	Activos No Corriente MUS$	Pasivos No Corriente MUS$
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	15.729	-	-	-	1.523	1.720	-	-

(1) Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con dividendos a recibir de las subsidiarias en el exterior. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIIF 9 “Instrumentos Financieros”.

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los instrumentos derivados financieros contratados por el Grupo al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nocionales o contractuales:

Derivados Financieros	30 de septiembre de 2020							
	Valor Razonable	Valor Nocional						
	MUS$	Antes de 1 Año MUS$	1-2 Años MUS$	2-3 Años MUS$	3-4 Años MUS$	4-5 Años MUS$	Posteriores MUS$	Total MUS$
Cobertura de tipo de interés:	**10.980**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**141.826**	**141.826**
Cobertura de flujos de caja	10.980	-	-	-	-	-	141.826	141.826
Cobertura de tipo de cambio:	**204.128**	**590.892**	**39.457**	**-**	**-**	**-**	**-**	**630.349**
Cobertura de flujos de caja	165.420	534.161	39.457	-	-	-	-	573.618
Cobertura de valor razonable	38.708	56.731	-	-	-	-	-	56.731
Derivados no designados contablemente de cobertura	**15.729**	**286.400**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**286.400**
TOTAL	**230.837**	**877.292**	**39.457**	**-**	**-**	**-**	**141.826**	**1.058.575**

Derivados Financieros	31 de diciembre de 2019							
	Valor Razonable	Valor Nocional						
	MUS$	Antes de 1 Año MUS$	1-2 Años MUS$	2-3 Años MUS$	3-4 Años MUS$	4-5 Años MUS$	Posteriores MUS$	Total MUS$
Cobertura de tipo de interés:	**12.083**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Cobertura de flujos de caja	12.083	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	**47.508**	**385.662**	**315.082**	**49.619**	**-**	**-**	**-**	**750.363**
Cobertura de flujos de caja	31.039	385.662	235.691	49.619	-	-	-	670.972
Cobertura de valor razonable	16.469	-	79.391	-	-	-	-	79.391
Derivados no designados contablemente de cobertura	**(198)**	**42.015**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**42.015**
TOTAL	**59.393**	**427.677**	**315.082**	**49.619**	**-**	**-**	**-**	**792.378**

El monto nocional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

23.3 Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de situación financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 3.h.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	30/09/2020 MUS$	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando: Nivel 1 MUS$	Nivel 2 MUS$	Nivel 3 MUS$
Mediciones del valor razonable recurrentes				
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	178.644	-	178.644	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	38.715	-	38.715	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	15.729	-	15.729	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	611	-	611	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.264.662	157.496	2.107.166	-
Total	**2.498.361**	**157.496**	**2.340.865**	**-**
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	2.243	-	2.243	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	8	-	8	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	-	-	-	-
Total	**2.251**	**-**	**2.251**	**-**

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2019 MUS$	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando: Nivel 1 MUS$	Nivel 2 MUS$	Nivel 3 MUS$
Mediciones del valor razonable recurrentes				
Activos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	52.613	-	52.613	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	17.514	-	17.514	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.522	-	1.522	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	320	-	320	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.709.757	57.693	2.652.064	-
Total	**2.781.726**	**57.693**	**2.724.033**	**-**
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	9.491	-	9.491	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	1.045	-	1.045	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.720	-	1.720	-
Total	**12.256**	**-**	**12.256**	**-**

24. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corriente		No Corriente	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	707.622	1.133.816	97.627	156.230
Proveedores por compra de combustibles y gas	17.735	26.936	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	803.976	960.395	5.601	4.410
Cuentas por pagar por compra de activos	40.678	17.051	11.049	10.868
Sub total	**1.570.011**	**2.138.198**	**114.277**	**171.508**
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	135.084	255.632	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1) (3)	286.984	131.866	30.346	51.430
Multas y reclamaciones (2) (3)	21.181	31.325	77.353	93.464
Obligaciones investigación y desarrollo	91.316	124.753	85.812	102.762
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	154.588	196.309	731	1.441
Cuentas por pagar al personal	134.207	158.143	621	997
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (4)	198.402	169.405	1.348.460	1.420.320
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (5)	361.232	432.625	224.917	218.182
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (6)	62.577	85.219	123.258	253.108
Otras cuentas por pagar	78.825	196.570	18.701	22.785
Sub total	**1.524.396**	**1.781.847**	**1.910.199**	**2.164.489**
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**3.094.407**	**3.920.045**	**2.024.476**	**2.335.997**

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 22.4.

(1) Al 30 de septiembre de 2020, en nuestra filial Edesur, se incluyen MUS$273.193 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS$ 115.067 al 31 de diciembre de 2019). Adicionalmente, se incluye un total de MUS$ 44.137 (MUS$ 68.229 al 31 de diciembre de 2019) por contratos de mutuo y cesión de créditos en garantía firmados con CAMMESA para (i) el financiamiento de necesidades operativas impostergables para el funcionamiento y de la central generadora en nuestra filial Enel Generación Costanera; (ii) el financiamiento de las necesidades de mantenimiento de los turbogeneradores en nuestra filial Dock Sud; y (iii) el financiamiento del Plan Extraordinario de Inversiones en nuestra filial Edesur.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra filial Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino, el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. Al 30 de septiembre de 2020, se incluye MUS$ 63.204 (MUS$ 78.308 al 31 de diciembre de 2019) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016.

(3) Con fecha 14 de junio de 2019, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Edesur ratificó el acuerdo alcanzado con la Secretaria de Gobierno de Energía (actuando ésta en representación del Estado Nacional argentino) en relación a Regularización de Obligaciones, según la cual se pone fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el periodo de transición 2006-2016. Mediante dicho acuerdo, Edesur se obligó a pagar deudas remanentes originadas en el mencionado periodo de transición y ejecutar inversiones adicionales a las establecidas en la Revisión Tarifaria Integral por un monto total de MUS$ 74.638 (aproximadamente AR$ 4.280 millones), erogaciones que serán realizadas en un plazo máximo de 5 años, destinadas a contribuir a la mejora, confiabilidad y seguridad del servicio.

A su vez, el Estado Nacional se comprometió a hacer suyas obligaciones de Edesur provenientes de deudas por mutuos, compras de energía y deudas sociales generadas en los años 2017 y 2018, y a condonación de sanciones con destino a la Administración Pública. El monto total comprometido bajo estos conceptos asciende MUS$ 203.433 (aproximadamente AR$ 12.183 millones), reducción de pasivos que fue registrada como otros ingresos operacionales (ver nota 28)

(4) Ver nota 9, referente a Impuestos Pis/Cofins a recuperar.

(5) ver nota 10 (i).

(6) Corresponde a un acuerdo efectuado por Enel Distribución Sao Paulo y Eletrobrás que pone término a un juicio que ambas partes mantenían desde 1986. Los montos en cuestión estaban debidamente provisionados. (ver nota 25).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, se expone en Anexo 3.

25. PROVISIONES

a) El desglose de las provisiones al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Provisiones	Corriente		No corriente	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Por reclamaciones legales	194.669	250.030	679.902	872.521
Por desmantelamiento o restauración (*)	25.447	32.325	56.915	96.984
Provisión Medio Ambiente	424	632	7.155	609
Otras provisiones	3.057	3.065	4.902	6.213
Total	**223.597**	**286.052**	**748.874**	**976.327**

(*) Principalmente provienen de Emgesa, cuyo plan de restauración incluye obligaciones por 24 años desde su inicio, esto es, un proyecto piloto de 4 años y luego 20 años de ejecución del plan propuesto. En el mismo sentido, hay obligaciones permanentes derivadas de la licencia ambiental que deben cumplirse por la vida útil del proyecto.

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

b) El movimiento de las provisiones por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2020 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales MUS$	Por Desmantelamiento o Restauración MUS$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones MUS$	Total MUS$
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01/01/2020	**1.122.551**	**129.309**	**10.519**	**1.262.379**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	140.257	(30.327)	7.521	117.451
Provisión Utilizada	(88.342)	(3.923)	(807)	(93.072)
Actualización efectos	72.516	1.909	356	74.781
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(305.152)	(14.606)	(2.036)	(321.794)
Transferencia P&L	(67.259)	-	(15)	(67.274)
Total Movimientos en Provisiones	**(247.980)**	**(46.947)**	**5.019**	**(289.908)**
Saldo final al 30/09/2020	**874.571**	**82.362**	**15.538**	**972.471**

Provisiones	Por Reclamaciones Legales MUS$	Por Desmantelamiento o Restauración MUS$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones MUS$	Total MUS$
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01/01/2019	**1.691.736**	**87.720**	**7.383**	**1.786.839**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (1)	(308.689)	46.020	12.631	(250.038)
Provisión Utilizada	(155.974)	(10.196)	(8.178)	(174.348)
Actualización efectos	113.879	5.933	154	119.966
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(114.476)	(168)	(1.067)	(115.711)
Transferencias P&L	(103.925)	-	(404)	(104.329)
Total Movimientos en Provisiones	**(569.185)**	**41.589**	**3.136**	**(524.460)**
Saldo final al 31/12/2019	**1.122.551**	**129.309**	**10.519**	**1.262.379**

(1) Incluye una reclasificación efectuada a Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, que se origina en un acuerdo efectuado por Enel Distribución Sao Paulo y Eletrobrás que pone término a un juicio que ambas partes mantenían desde 1986 (ver nota 24).

26. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

26.1 Aspectos generales:

Enel Américas y algunas de sus subsidiarias radicadas en Brasil, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.m.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida:

- Pensión complementaria: Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.

- Plan de salud: De acuerdo a convenio Colectivo las compañías proporcionan un Plan de Salud para sus trabajadores. Este Beneficio es otorgado a los funcionarios de las compañías brasileñas (Enel Distribución Goiás, Enel Distribución Rio y Enel Distribución Ceará) y colombianas (Emgesa y Codensa).

b) Otros Beneficios:

- Quinquenios: Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se causa a partir del segundo año, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Emgesa y Codensa.

- Indemnizaciones por años de servicios: El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un periodo mínimo de tiempo, 5 años, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Enel Américas.

- Cesantías: Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de causación diaria y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio). Rige para los Trabajadores de Emgesa y Codensa.

- Premios por antigüedad Perú: Existe un convenio de otorgar a los trabajadores (“sujetos al convenio colectivo”) una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un periodo equivalente a cinco años de labor efectiva. Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:
  Por cumplir 5, 10 y 15 años – 1 remuneración básica mensual
  Por cumplir 20 años – 1 ½ remuneración básica mensual
  Por cumplir 25, 30, 35 y 40 años – 2 ½ remuneración básica mensual

- Planes de Educación y Energía: De acuerdo a Convenio Colectivo las compañías colombianas Emgesa y Codensa otorga a sus trabajadores beneficios de Educación y Tarifa Eléctrica.

c) Beneficios de aportación definida:

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

a) Al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:
Cuentas contables:

	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Obligaciones post empleo	3.599.986	4.876.960
(-) Plan de activos (*)	(2.233.137)	(3.090.862)
Total	**1.366.849**	**1.786.098**
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	38.111	49.780
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	-	484
Total Obligaciones Post Empleo, neto (i)	**1.404.960**	**1.836.362**

Conciliación con cuentas contables:

(i) Obligaciones Post Empleo, neto	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Obligación Post Empleo largo plazo	**1.404.960**	**1.836.362**
Planes de Pension	1.291.362	1.683.668
Planes de Salud	86.837	123.534
Otros Planes	26.761	29.160
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**1.404.960**	**1.836.362**

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras subsidiarias radicadas en Brasil (Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás).
(**) En Enel Distribución Ceará S.A., ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de MUS$ 38.111 al 30 de septiembre de 2020 (MUS$ 49.780 al 31 de diciembre de 2019), este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – *El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción* ("CINIIF 14"), ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, el superávit sólo puede ser utilizado por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador.
(***) En Enel Distribución Río S.A., y de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14 – *El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, la Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción*, se ha registrado un monto de MUS$ 0 al 30 de septiembre de 2020 (MUS$ 484 al 31 de diciembre de 2019) correspondiente a los contratos de deudas actuariales que la empresa firmó con Brasiletros (Institución de fondos de pensiones exclusivos para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Río S.A.), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

b) Los gastos registrados en el estado de resultados integrales consolidados por los periodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, son los siguientes:

Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	7.927	7.424
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	206.582	271.933
Ingresos por intereses activos del plan	(131.270)	(191.085)
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	2.178	1.543
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	**85.417**	**89.815**
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	112.867	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	**198.284**	**89.815**

La ganancia por mediciones de planes de beneficios definidos, se explica fundamentalmente por el ajuste a las tasas de descuento que el Grupo aplicó al cierre del periodo de nueve meses de 2020. El cambio en este supuesto actuarial, se originó por los cambios en el entorno macroeconómico y financiero que ha generado la pandemia de COVID-19. (ver notas 2.3 y 35.5).

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Pasivo Actuarial Neto	MUS$
Saldo inicial al 01/01/2019	**1.343.507**
Costo Neto por Intereses	108.672
Costos de los Servicios en el Período	11.255
Beneficios Pagados en el Período	(12.668)
Aportaciones del Período	(121.088)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	678.722
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	144.140
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(268.916)
Cambios del Límite de Activo	27.679
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(5.483)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(8.643)
Traspaso del personal	(153)
Diferencia de conversión	(60.662)
Saldo final al 31/12/2019	**1.836.362**
Costo Neto por Intereses	77.490
Costos de los Servicios en el Período	7.927
Beneficios Pagados en el Período	(7.794)
Aportaciones del Período	(105.256)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(156.304)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	273.071
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(4.271)
Cambios del Límite de Activo	754
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(383)
Traspaso del personal	(99)
Diferencias de conversión	(516.537)
Saldo final al 30/09/2020	**1.404.960**

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2020 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	MUS$
Saldo inicial al 01/01/2019	**4.235.466**
Costo del servicio corriente	11.255
Costo por intereses	357.751
Aportaciones Efectuadas por los participantes	2.295
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(171.481)
Contribuciones pagadas	(372.392)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(8.643)
Traspaso del personal	(153)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras (*)	678.722
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia (*)	144.140
Saldo final al 31/12/2019	**4.876.960**
Costo del servicio corriente	7.927
Costo por intereses	206.582
Aportaciones Efectuadas por los participantes	799
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(1.393.580)
Contribuciones pagadas	(215.370)
Traspaso del personal	(99)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras (*)	(156.304)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia (*)	273.071
Saldo final al 30/09/2020	**3.599.986**

Al 30 de septiembre de 2020, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,07**%** con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,06**%** a 31 de diciembre de 2019), en un 96,46**%** con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,86**%** a 31 de diciembre de 2019), en un 2,88% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (2,66% a 31 de diciembre 2019), en un 0,42**%** con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (0,29**%** a 31 de diciembre de 2019) y el 0,17% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,13% al 31 de diciembre de 2019).

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Valor razonable del plan de activos	MUS$
Saldo inicial al 01/01/2019	**(2.919.501)**
Ingresos por intereses	(251.095)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(268.916)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	112.309
Aportaciones del empleador	(121.088)
Aportaciones pagadas	(2.295)
Contribuciones pagadas	359.724
Saldo final al 31/12/2019	**(3.090.862)**
Ingresos por intereses	(131.270)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(4.271)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	891.744
Aportaciones del empleador	(105.256)
Aportaciones pagadas	(798)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	207.576
Saldo final al 30/09/2020	**(2.233.137)**

e) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Categoría de los Activos del Plan	30/09/2020		31/12/2019	
	MUS$	%	MUS$	%
Acciones (renta variable)	227.918	10,21%	321.268	10,39%
Activos de renta fija	1.875.671	83,99%	2.557.928	82,76%
Inversiones inmobiliarias	70.161	3,14%	121.194	3,92%
Otros	59.387	2,66%	90.472	2,93%
Total	**2.233.137**	**100%**	**3.090.862**	**100%**

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras subsidiarias brasileñas, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Sao Paulo, mantienen inversiones determinadas por resolución del Consejo Monetario Nacional, clasificadas en activos de renta fija, acciones e inversiones inmobiliarias. Las inversiones en renta fija son predominantemente invertidas en Bonos federales. Respecto a las inversiones en acciones, Faelce (una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Ceará) mantiene acciones comunes de Enel Distribución Ceará, Brasiletros (una institución similar para los empleados de Enel Distribución Río), Eletra (Una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Goiás) y Funcesp (Entidad de previsión privada responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo) mantienen acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, las fundaciones Faelce y Brasiletros, tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Enel Distribución Río y Enel Distribución Ceará, mientras que en Eletra las inversiones inmobiliarias son exclusivamente para el uso propio de la fundación.

A continuación, se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en arriendos e inmuebles propios del Grupo.

	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Inmuebles	18.728	28.776
Total	**18.728**	**28.776**

f) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	MUS$
Saldo inicial al 01/01/2019	**21.463**
Intereses de Activo no reconocidos	2.016
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	27.679
Diferencias de Conversión	(1.378)
Saldo final al 31/12/2019	**49.780**
Intereses de Activo no reconocidos	2.178
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	754
Diferencias de Conversión	(14.601)
Saldo final al 30/09/2020	**38.111**

26.3 Otras revelaciones:

- **Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perù	
	30/09/2020	31/12/2019	30/09/2020	31/12/2019	30/09/2020	31/12/2019	30/09/2020	31/12/2019	30/09/2020	31/12/2019
Tasas de descuento utilizadas	2,57%	3,40%	4,31% - 8,21%	6,13% - 7,38%	6,37%	5,81 %- 5,85%	48,37%	49,42%	4,10%	4,30%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,80%	4,52% - 5,04%	5,04%	4,85%	4,90%	41,30%	42,30%	4,00%	4,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014
Tasa de rotación esperada	7,53%	8,02%	5,19%	5,63%	0,37%	0,45%	1,17%	1,28%	4,97%	5,02%

- **Sensibilización:**

Al 30 de septiembre de 2020 la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de MUS$ 301.897 (MUS$ 436.798 al 31 de diciembre 2019) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS$ 356.686 (MUS$ 521.892 al 31 de diciembre 2019) en caso de una baja de la tasa.

- **Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro “gastos de personal” en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 30 de septiembre de 2020 y 2019 fueron de MUS$ 7.328 y MUS$ 9.620, respectivamente.

- **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos (neto de activo) para atender los planes de prestación definida para el ejercicio 2020 ascienden a MUS$ 94.257.

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 12,10 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS$
1	297.019
2	284.421
3	279.000
4	273.728
5	266.416
6 a 10	1.235.956

- **Planes multi-patronales Enel Distribución Sao Paulo:**

FUNCESP es la entidad responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo. La Compañía, por medio de negociaciones con los sindicatos representativos, reformuló el plan en 1997, considerando como característica principal un modelo mixto, compuesto del 70% del salario real de contribución como beneficio definido y el 30% del salario real de contribución como contribución establecida. Esta reformulación tuvo como objetivo considerar el déficit técnico actuarial y disminuir el riesgo de futuros déficits.
El costo del plan de beneficio definido es paritario entre la Compañía y los empleados, según las proporciones mencionadas anteriormente. Las tasas de costos varían de 1,45% a 4,22%, conforme al rango salarial, y son reevaluadas anualmente por un actuario independiente. El costo de la contribución definida se basa en el porcentaje escogido libremente por el participante (del 1% al 100% sobre el 30% del salario real de contribución), con aporte de la Compañía hasta el límite del 5% sobre la base del 30% de la remuneración de la contribución. (las contribuciones pagadas por la compañía fueron MUS$ 88.898 y MUS$ 88.396 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019).

El Beneficio Suplementario Proporcional Saldado - BSPS garantiza a los empleados participantes del plan que se adhirieron anteriormente al nuevo modelo implantado en la privatización de la Compañía. Este beneficio garantizará el valor proporcional correspondiente al periodo del servicio anterior a la fecha de la agrupación al nuevo plan mixto. Este beneficio se pagará a partir de la fecha en que el participante complete los tiempos mínimos requeridos en el reglamento del nuevo plan.

27. PATRIMONIO

27.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

27.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 30 de septiembre de 2020 y 2019 asciende a MUS$ 9.783.875 representado por 76.086.311.036 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

Al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la Compañía celebrada el 30 de abril de 2019, se aprobó aumentar el capital en MUS$ 3.000.000, mediante la emisión de 18.729.788.686 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal. El referido aumento tenía por finalidad posibilitar que la filial Enel Brasil pagara a Enel Finance International N.V., un préstamo contraído con dicha entidad, que a su vez reemplazó deudas bancarias asociadas a la adquisición de la sociedad brasileña Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo S.A. (actualmente Enel Distribución Sao Paulo), así como la reestructuración de los pasivos de los fondos de pensiones de esta última.

La totalidad de las nuevas acciones de pago fueron ofrecidas preferentemente a los accionistas a prorrata de las acciones que poseían inscritas a su nombre en el Registro de Accionistas de Enel Américas, en dos periodos de suscripción preferente. Con fecha 26 de junio de 2019, el Directorio de la Sociedad acordó que el precio de suscripción de las 18.729.788.686 nuevas acciones, tanto en el primer como en el segundo periodo de suscripción preferente, fuera US$ 0,162108214203236 por acción.

Durante el primer periodo de opción preferente, realizado entre el 27 de Junio y 26 de Julio de 2019, se suscribieron y pagaron un total de 18.224.843.129 acciones, representativas de un 97,3% del total de las nuevas acciones emitidas con cargo al referido aumento de capital, por un monto total de MUS$ 2.954.397.

En el segundo periodo de opción preferente, realizado entre el 6 de agosto y 29 de agosto de 2019, se suscribieron y pagaron un total de 408.826.391 acciones, representativas de un 80,96% del total de acciones ofrecidas en dicho periodo, por un monto total de MUS$ 66.274.

Con fecha 12 de septiembre de 2019, el Directorio de la compañía acordó abstenerse de colocar las restantes 96.119.166 acciones emitidas con cargo al aumento de capital, ascendentes a un 0,51% aproximadamente del total emitido y que quedaron pendientes de suscripción y pago luego de concluido el segundo periodo de oferta preferente. De esta forma y de acuerdo a lo acordado en la Junta, una vez que se cumpla el plazo de 1 año contado desde el 30 de abril de 2019, el capital de la Sociedad quedará reducido de pleno derecho a la cantidad efectivamente pagada al vencimiento del plazo antes indicado.

Como consecuencia de lo anterior, durante el proceso de aumento de capital se suscribieron y pagaron un total de 18.633.669.520 acciones, por un monto total de MUS$ 3.020.671.

Los gastos en la emisión y colocación de acciones generados en el proceso fueron contabilizados en Otras reservas (ver nota 27.5.c).

27.1.2 Dividendos

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos tres años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total MUS$	Dolar por Acción	Imputado al Ejercicio
96	Provisorio	29/11/2017	26/01/2018	57.583	0,00100	2017
97	Definitivo	26/04/2018	25/05/2018	296.939	0,00517	2017
98	Provisorio	26/11/2018	25/01/2019	76.900	0,00134	2018
99	Definitivo	30/04/2019	10/05/2019	403.652	0,00703	2018
100	Provisorio	25/11/2019	24/01/2020	123.254	0,00162	2019
101	Definitivo	30/04/2020	29/05/2020	683.789	0,00899	2019

27.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas (*)	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(672.154)	(536.023)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	30.087	88.474
Enel Distribución Perú S.A.	(3.813)	38.327
Dock Sud S.A.	(115.452)	(91.464)
Enel Brasil S.A.	(3.372.129)	(1.548.786)
Enel Generación Costanera S.A.	(115.391)	(76.525)
Emgesa S.A. E.S.P.	(159.369)	(73.664)
Enel Generación El Chocón S.A.	(361.814)	(307.003)
Enel Perú S.A.	190.529	190.321
Enel Generación Perú S.A.	(165.000)	(109.951)
Enel Generación Piura S.A.	(4.425)	4.708
Otros	(57.196)	(128.849)
TOTAL	**(4.806.127)**	**(2.550.435)**

(*) Ver Nota 2.9.

27.3 Gestión del capital

El objetivo de Enel Américas S.A. en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

27.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)

La compañía tiene algunas subsidiarias que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 30 de septiembre de 2020, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Perú asciende a MUS$ 410.996, MUS$ 43.870 y MUS$ 350.032, respectivamente.

27.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, fueron los siguientes:

	Saldo al 01/01/2020 MUS$	Movimiento 2020 MUS$	Saldo al 30/09/2020 MUS$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(2.283.155)	(2.522.972)	(4.806.127)
Coberturas de flujo de caja (b)	(1.334)	(463)	(1.797)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(687)	(3)	(690)
Otras reservas varias (c)	(3.006.823)	162.382	(2.844.441)
TOTAL	**(5.291.999)**	**(2.361.056)**	**(7.653.055)**

	Saldo al 01/01/2019 MUS$	Movimiento 2019 MUS$	Saldo al 30-09-2019 (No auditado) MUS$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(1.666.109)	(884.326)	(2.550.435)
Coberturas de flujo de caja (b)	(5.094)	799	(4.295)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(397)	(292)	(689)
Otras reservas varias (c)	(3.209.283)	156.661	(3.052.622)
TOTAL	**(4.880.883)**	**(727.158)**	**(5.608.041)**

a) Reservas por diferencias de cambio por conversión: Provienen fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:

- La conversión de nuestras subsidiarias que tienen moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 2.9) y
- La valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 3.c.).

b) Reservas de cobertura flujo de efectivo: Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (Nota 3.g.5).

c) Otras reservas varias.

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Otras Reservas Varias	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por restructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(456.349)	(439.290)
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.490.605)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)
Hiperinflación Argentina (7)	606.045	383.039
Reserva por aumento de capital año 2019 (8)	(20.797)	(20.498)
Otras reservas varias (9)	(66.230)	(68.763)
Total	**(2.844.441)**	**(3.052.622)**

1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.

2) Reserva por la restructuración societaria (“división de Sociedades”) materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enersis Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A..

3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras subsidiarias. Representan el efecto generado por compras de participaciones de subsidiarias bajo control común.

4) Reserva de transición a las NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.

6) Reserva OPA Endesa Américas y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA sobre Endesa Américas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS$ 56.578. Además, se incluye el efecto por MUS$523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.

7) Corresponde al efecto que han reconocido nuestras filiales en Argentina por aplicación de NIC 29 sobre las cuentas patrimoniales.

8) Reserva Aumento de capital año 2019: Durante el ejercicio 2019 la sociedad registró un cargo de MUS$ 20.797, que corresponde a gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t).

9) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en periodos anteriores.

27.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

	Participaciones No Controladoras				
		Patrimonio		Resultado	
Compañías	30/09/2020	30/09/2020	31-12-2019	30/09/2020	30-9-2019 (No auditado)
	%	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Enel Distribución Río S.A.	0,27%	1.738	2.510	-	120
Enel Distribución Ceará S.A.	25,95%	152.425	214.442	8.054	13.326
Enel Distribución Sao Paulo	0,00%	-	-	-	5.321
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,59%	425.012	494.477	87.349	91.387
Emgesa S.A. E.S.P.	51,52%	643.531	747.014	133.172	152.403
Enel Distribución Perú S.A.	16,85%	121.633	121.098	10.427	15.403
Enel Generacion Perú S.A.	16,40%	139.496	152.227	16.292	13.562
Chinango S.A.C.	33,12%	20.646	22.604	4.549	4.447
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	203.437	223.785	(13.692)	45.192
Enel Generacion Costanera S.A.	24,38%	44.740	40.738	5.404	12.980
Enel Generacion El Chocón S.A.	34,31%	90.212	97.763	10.641	18.679
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	70.473	77.378	(403)	12.987
Central Dock Sud S.A.	29,76%	63.942	76.533	(320)	12.851
Enel Generacion Piura S.A.	3,50%	5.229	5.463	350	560
Enel Distribución Goias	0,04%	379	971	1	32
Otros	0,00%	3.680	2.896	550	392
TOTAL		**1.986.573**	**2.279.899**	**262.374**	**399.642**

28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Ventas de energía	**6.662.550**	**8.348.468**
Generación	**1.232.747**	**1.524.095**
Clientes Regulados	292.957	336.707
Clientes no Regulados	590.687	760.545
Ventas de Mercado Spot	346.829	411.020
Otros Clientes	2.274	15.823
Distribución	**5.429.803**	**6.824.373**
Residenciales	3.230.729	3.711.674
Comerciales	1.233.418	1.662.833
Industriales	492.790	672.177
Otros Consumidores	472.866	777.689
Otras ventas	**26.186**	**43.164**
Ventas de gas	18.463	30.053
Ventas de otros combustibles	4.790	6.816
Ventas de productos y servicios	2.933	6.295
Otras prestaciones de servicios	**1.129.785**	**1.267.599**
Peajes y transmisión	944.472	1.069.738
Arriendo equipos de medida	98	84
Prestaciones de Servicios y Asesorías Negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	119.841	118.533
Otras prestaciones	65.374	79.244
Total Ingresos de actividades ordinarias	**7.818.521**	**9.659.231**

Otros Ingresos	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Ingresos por contratos de construcción	623.415	539.749
Ingresos por acuerdo regulatorio (1)	-	244.018
Otros	78.737	132.686
Total Otros Ingresos	**702.152**	**916.453**

(1) Ver nota 24.(3).

29. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Compras de energía	(3.487.032)	(4.523.132)
Consumo de combustible	**(107.427)**	**(188.278)**
Gas	(87.991)	(165.620)
Petróleo	(2.202)	(9.882)
Carbón	(17.234)	(12.776)
Gastos de transporte	(748.322)	(832.331)
Costos por contratos de construcción	(623.415)	(539.749)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(176.910)	(200.891)
Total Materias primas y consumibles utilizados	**(5.143.106)**	**(6.284.381)**

30. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados por periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Sueldos y salarios	(296.531)	(360.776)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(15.255)	(17.044)
Seguridad social y otras cargas sociales	(162.849)	(213.760)
Otros gastos de personal	(9.688)	(20.658)
Total Gastos por beneficios a los empleados	**(484.323)**	**(612.238)**

31. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS NIIF 9

a) El detalle de los gastos por depreciación y amortización por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Depreciación	(347.714)	(362.586)
Amortización	(286.470)	(306.492)
Subtotal	**(634.184)**	**(669.078)**
Reverso (Pérdidas) por Deterioro (*)	(178.841)	(142.378)
Total	**(813.025)**	**(811.456)**

b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

(*) Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación		Distribución		Otros		Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 10)	(371)	(912)	(164.892)	(136.630)	319	125	(164.944)	(137.417)
Otros activos	18	71	(13.915)	(5.032)	-	-	(13.897)	(4.961)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	**(353)**	**(841)**	**(178.807)**	**(141.662)**	**319**	**125**	**(178.841)**	**(142.378)**

32. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(358.283)	(387.356)
Gastos administrativos	(72.450)	(78.963)
Reparaciones y conservación	(188.591)	(181.305)
Indemnizaciones y multas	(5.702)	(9.321)
Tributos y tasas	(21.533)	(22.991)
Primas de seguros	(28.467)	(28.063)
Arrendamientos y cánones	(4.021)	(2.910)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(6.412)	(6.567)
Otros suministros y servicios	(114.724)	(107.638)
Gastos de viaje	(2.773)	(12.057)
Gastos de medio ambiente	(1.220)	(1.776)
Total	**(804.176)**	**(838.947)**

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019 fueron de MUS$ 27 y MUS$ 33, respectivamente.

33. RESULTADO FINANCIERO

El detalle de los ingresos y costos financieros por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Efectivo y otros medios equivalentes	48.767	66.625
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (1)	13	21
Ingresos financieros por concesiones IFRIC 12 (Brasil) (2)	29.495	41.383
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	43.466	61.220
Otros ingresos financieros (3)	59.246	190.311
Total Ingresos Financieros	**180.987**	**359.560**

Costos financieros	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Costos Financieros	**(530.612)**	**(918.031)**
Préstamos bancarios	(50.982)	(112.214)
Obligaciones con el público	(156.495)	(214.265)
Pasivos por arrendamientos	(7.432)	(8.973)
Valoración derivados financieros	84	(16.412)
Actualizacion financiera de provisiones (4)	(74.671)	(93.679)
Gastos financieros activados	5.831	13.000
Obligación por beneficios post empleo (1)	(77.503)	(82.403)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(5.425)	(8.924)
Gastos financieros empresas relacionadas (5)	(1.355)	(136.669)
Otros costos financieros (6)	(162.664)	(257.492)
Resultado por unidades de reajuste (*)	**57.368**	**124.144**
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	**7.504**	**107.827**
Total Costos Financieros	**(465.740)**	**(686.060)**
Total Resultado Financiero	**(284.753)**	**(326.500)**

(1) Ver nota 26.2.

(2) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera durante los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A..

(3) Para el periodo terminado el 30 de septiembre de 2020 incluye ingreso financiero por actualización financiera de impuestos PIS/COFINS por cobrar de Enel Generación Fortaleza por MUS$ 475 (MUS$ 23.508 al 30 de septiembre de 2019), ingresos financieros de activos regulatorios filiales brasileñas por MUS$ 13.314 (MUS$ 74.971 al 30 de septiembre de 2019), ingreso financiero por cuentas por cobrar VOSA de filiales generación argentina por MUS$ 10.384 (MUS$ 53.605 al 30 de septiembre de 2019) y otros ingresos por MUS$ 35.073 (MUS$ 38.227 al 30 de septiembre de 2019).

(4) Para el periodo terminado el 30 de septiembre de 2020, se incluyen MUS$ 10.790 (MUS$ 47.198 al 30 de septiembre de 2019) de nuestra subsidiaria Edesur, correspondientes al costo financiero generado por la actualización de multa de calidad de servicio por la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (Ver Nota 24). Adicionalmente, nuestras subsidiarias brasileñas Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo, Enel Cien S.A. y Enel Distribución Goiás, han reconocido MUS$ 61.696 y MUS$ 45.467

durante los periodos terminados el 30 de septiembre de 2020 y 2019, respectivamente, por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales.

(5) Para el periodo terminado el 30 de septiembre de 2020 son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS$ 936 (MUS$ 126.475 al 30 de septiembre de 2019), referentes a refinanciación compra Enel Distribución Sao Paulo (ver nota 11.d).

(6) Para el periodo terminado el 30 de septiembre de 2020 se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMMESA por MUS$ 18.275 (MUS$ 93.195 al 30 de septiembre de 2019), Costos bancarios por MUS$ 16.366 (MUS$ 47.291 al 30 de septiembre de 2019), Costos financieros por venta de cartera que corresponden a operaciones de cesión de cuentas por cobrar en nuestras subsidiarias de Perú, Colombia y Brasil, por MUS$ 19.531 (MUS$ 3.326 al 30 de septiembre de 2019) y Otros por MUS$ 108.492 (MUS$ 106.511 al 30 de septiembre de 2019).

(*) Los orígenes de los efectos en resultados por unidades de reajuste y diferencias de cambios son los siguientes:

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Inventario	19.356	17.440
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	31	56
Activos intangibles distintos de la plusvalía	6.089	6.007
Plusvalía	4.559	6.454
Propiedades, planta y equipo	336.082	461.580
Activos por impuestos diferidos	13.210	24.118
Pasivo por impuestos diferidos	(67.055)	(101.261)
Patrimonio Total	(251.065)	(282.019)
Ingresos	(72.417)	(171.220)
Costos	62.016	137.449
Resultado financiero	6.001	23.224
Otros Gastos Distintos a la operación	45	(2.044)
Impuesto Sobre Sociedades	516	4.360
Resultado por Hiperinflación (1)	**57.368**	**124.144**
Total Resultado por Unidades de Reajuste	**57.368**	**124.144**

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Efectivo y equivalentes al efectivo	(9.779)	(10.444)
Otros activos financieros	188.726	311.424
Otros activos no financieros	20.444	3.971
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	63.692	137.690
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	234
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(116.218)	(105.698)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(88.972)	(172.909)
Otros pasivos no financieros	(50.389)	(56.441)
Total Diferencias de Cambio	**7.504**	**107.827**

1) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”. (Ver nota 2.9).

34. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

34.1 Criterios de segmentación

Las actividades del Grupo operan bajo una estructura de organización matricial con responsabilidades de administración duales y cruzadas (basadas en las áreas de responsabilidad de negocio y geográfica) y sus subsidiarias operan en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica.

El Grupo adoptó un enfoque "abajo hacia arriba" para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y Transmisión y de Distribución han sido definidos basado en NIIF 8.9 y en los criterios establecidos en NIIF 8.12, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen indicadores económicos similares que son comunes a todos los países en que el Grupo opera.

Segmento de Generación y Transmisión: El segmento de generación y transmisión de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Generación y Transmisión:

Segmento de Generación y Transmisión a informar:

- Negocio de Generación y Transmisión en Argentina
- Negocio de Generación y Transmisión en Brasil
- Negocio de Generación y Transmisión en Colombia
- Negocio de Generación y Transmisión en Perú
-

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestras subsidiarias Enel Trading Argentina (ex Cemsa), Central DockSud, Enel Generación Costanera, y Enel Generación El Chocón; en Brasil por nuestras subsidiarias EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN, EGP Proyecto I, Fortaleza, Enel Tecnología de Redes y Enel Trading Brasil S.A.; en Colombia por nuestra subsidiaria Emgesa, y en Perú por nuestras subsidiarias Enel Generación Perú, Enel Generación Piura y Chinango.

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados en cuatro países diferentes.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Distribución:

Segmento de Distribución a informar:

- Negocio de Distribución en Argentina
- Negocio de Distribución en Brasil
- Negocio de Distribución en Colombia
- Negocio de Distribución en Perú
-

Nuestro negocio de distribución es conducido en Argentina por nuestra subsidiaria Edesur; en Brasil por nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo); en Colombia por nuestra subsidiaria Codensa; y en Perú por nuestra subsidiaria Enel Distribución Perú.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación y Transmisión, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves ("KPI" por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA, Margen Bruto, Capex Total, Opex Total, Utilidad Neta, Energía Total de Generación y Transmisión, entre otros. La presentación de información bajo un enfoque negocio/país ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares y comparables en todos los países, en cada uno de los siguientes aspectos:

a) la naturaleza de las actividades: Generación y Transmisión, por un lado, y Distribución por otro;

b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación y Transmisión involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;

c) el tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación y Transmisión entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;
d) los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y
e) la naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución.

La máxima autoridad en la toma de decisiones ("CODM" por sus siglas en inglés) de la Sociedad en conjunto con el gerente del país revisa mensualmente estos reportes internos y utiliza la información de los KPI para tomar decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del desempeño de los segmentos operaciones para cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse.

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo.

34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
ACTIVOS	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
ACTIVOS CORRIENTES	**1.299.197**	**1.401.368**	**4.224.582**	**4.513.289**	**183.127**	**666.597**	**5.706.906**	**6.581.254**
Efectivo y equivalentes al efectivo	550.965	593.058	786.752	649.538	267.589	696.401	**1.605.306**	**1.938.997**
Otros activos financieros corrientes	72.946	62.287	286.622	49.098	19.166	8.998	**378.734**	**120.383**
Otros activos no financieros, corriente	35.615	68.906	361.034	374.419	42.869	42.837	**439.518**	**486.162**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	358.528	446.026	2.382.567	3.044.634	10.362	13.797	**2.751.457**	**3.504.457**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	195.738	129.961	16.733	26.237	(195.014)	(139.829)	**17.457**	**16.369**
Inventarios corrientes	78.415	68.525	364.833	327.751	215	(37)	**443.463**	**396.239**
Activos por impuestos corrientes, corriente	6.990	32.605	26.041	30.286	37.940	44.430	**70.971**	**107.321**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	11.326	-	-	**-**	**11.326**
ACTIVOS NO CORRIENTES	**4.553.612**	**5.481.408**	**13.500.594**	**16.610.174**	**874.666**	**1.103.548**	**18.928.872**	**23.195.130**
Otros activos financieros no corrientes	240.805	345.968	2.131.265	2.703.694	472	149	**2.372.542**	**3.049.811**
Otros activos no financieros no corrientes	50.179	67.688	2.194.079	2.663.918	3.764	4.284	**2.248.022**	**2.735.890**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	289.270	311.858	233.287	275.915	86	184	**522.643**	**587.957**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	49.488	54.002	36	68	(49.366)	(53.223)	**158**	**847**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	87.925	104.875	1.437	1.710	(86.736)	(104.607)	**2.626**	**1.978**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	58.674	67.708	3.971.047	5.441.246	15.076	18.925	**4.044.797**	**5.527.879**
Plusvalía	-	-	-	-	886.828	1.173.043	**886.828**	**1.173.043**
Propiedades, planta y equipo	3.643.235	4.351.508	4.125.029	4.399.515	4.690	12.415	**7.772.954**	**8.763.438**
Propiedad de inversión	-	-	7.307	10.254	-	-	**7.307**	**10.254**
Activos por derecho de uso	128.739	147.005	94.952	108.112	670	682	**224.361**	**255.799**
Activos por impuestos diferidos	5.297	30.796	742.155	1.005.742	99.182	51.696	**846.634**	**1.088.234**
TOTAL ACTIVOS	**5.852.809**	**6.882.776**	**17.725.176**	**21.123.463**	**1.057.793**	**1.770.145**	**24.635.778**	**29.776.384**

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
PASIVOS CORRIENTES	**1.230.563**	**1.222.704**	**5.039.355**	**5.027.059**	**317.872**	**486.169**	**6.587.790**	**6.735.932**
Otros pasivos financieros corrientes	276.717	198.424	1.421.200	847.463	748.084	362.520	**2.446.001**	**1.408.407**
Pasivos por arrendamientos corrientes	21.184	42.441	29.630	38.758	347	445	**51.161**	**81.644**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	439.280	580.450	2.627.301	3.102.559	27.826	237.036	**3.094.407**	**3.920.045**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	253.984	122.443	627.228	518.068	(492.843)	(146.000)	**388.369**	**494.511**
Otras provisiones corrientes	79.704	80.023	143.893	205.464	-	565	**223.597**	**286.052**
Pasivos por impuestos corrientes	115.980	144.418	25.077	70.073	2.339	6.236	**143.396**	**220.727**
Otros pasivos no financieros corrientes	43.714	54.505	165.026	240.883	32.119	25.367	**240.859**	**320.755**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	3.791	-	-	**-**	**3.791**
PASIVOS NO CORRIENTES	**1.179.936**	**1.690.280**	**6.961.800**	**8.548.777**	**226.569**	**555.209**	**8.368.305**	**10.794.266**
Otros pasivos financieros no corrientes	663.890	1.051.275	2.169.618	3.134.569	594.010	595.989	**3.427.518**	**4.781.833**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	15.004	20.506	80.075	87.742	560	377	**95.639**	**108.625**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	2.636	4.178	2.010.688	2.320.943	11.152	10.876	**2.024.476**	**2.335.997**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	23.370	15.258	354.171	34.662	(377.541)	(49.920)	**-**	**-**
Otras provisiones no corrientes	67.389	101.159	681.306	874.836	179	332	**748.874**	**976.327**
Pasivo por impuestos diferidos	308.963	382.097	269.136	267.181	(4.407)	(5.424)	**573.692**	**643.854**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	28.152	33.720	1.374.192	1.799.663	2.616	2.979	**1.404.960**	**1.836.362**
Otros pasivos no financieros no corrientes	70.532	82.087	22.614	29.181	-	-	**93.146**	**111.268**
PATRIMONIO NETO	**3.442.310**	**3.969.792**	**5.724.021**	**7.547.627**	**513.352**	**728.767**	**9.679.683**	**12.246.186**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**3.442.310**	**3.969.792**	**5.724.021**	**7.547.627**	**513.352**	**728.767**	**7.693.110**	**9.966.287**
Capital emitido y pagado	1.645.432	1.968.025	2.723.074	3.558.565	5.415.369	4.257.285	**9.783.875**	**9.783.875**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	926.740	1.190.915	(18.423)	318.239	4.653.973	3.965.257	**5.562.290**	**5.474.411**
Primas de emisión	33.197	38.888	49.017	58.011	(82.214)	(96.899)	**-**	**-**
Acciones propias en cartera	(49)	-	-	-	49	-	**-**	**-**
Otras reservas	836.990	771.964	2.970.353	3.612.812	(9.473.825)	(7.396.876)	**(7.653.055)**	**(5.291.999)**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	**1.986.573**	**2.279.899**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**5.852.809**	**6.882.776**	**17.725.176**	**21.123.463**	**1.057.793**	**1.770.145**	**24.635.778**	**29.776.384**

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
INGRESOS	**1.859.204**	**2.229.683**	**7.237.331**	**8.981.676**	**(575.862)**	**(635.675)**	**8.520.673**	**10.575.684**
Ingresos de actividades ordinarias	**1.854.184**	**2.205.641**	**6.539.803**	**8.088.830**	**(575.466)**	**(635.240)**	**7.818.521**	**9.659.231**
Ventas de energía	1.780.056	2.109.103	5.429.834	6.843.932	(547.340)	(604.567)	6.662.550	8.348.468
Otras ventas	23.788	36.884	2.911	6.280	(513)	-	26.186	43.164
Otras prestaciones de servicios	50.340	59.654	1.107.058	1.238.618	(27.613)	(30.673)	1.129.785	1.267.599
Otros ingresos	5.020	24.042	697.528	892.846	(396)	(435)	702.152	916.453
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(691.843)**	**(868.833)**	**(5.025.344)**	**(6.054.278)**	**574.081**	**638.730**	**(5.143.106)**	**(6.284.381)**
Compras de energía	(350.695)	(407.894)	(3.680.080)	(4.717.205)	543.743	601.967	(3.487.032)	(4.523.132)
Consumo de combustible	(107.427)	(188.278)	-	-	-	-	(107.427)	(188.278)
Gastos de transporte	(165.024)	(193.146)	(616.509)	(679.320)	33.211	40.135	(748.322)	(832.331)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(68.697)	(79.515)	(728.755)	(657.753)	(2.873)	(3.372)	(800.325)	(740.640)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**1.167.361**	**1.360.850**	**2.211.987**	**2.927.398**	**(1.781)**	**3.055**	**3.377.567**	**4.291.303**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	2.605	5.552	104.782	125.769	7	59	107.394	131.380
Gastos por beneficios a los empleados	(73.675)	(82.527)	(394.282)	(510.127)	(16.366)	(19.584)	(484.323)	(612.238)
Otros gastos, por naturaleza	(101.990)	(98.031)	(654.031)	(686.961)	(48.155)	(53.955)	(804.176)	(838.947)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**994.301**	**1.185.844**	**1.268.456**	**1.856.079**	**(66.295)**	**(70.425)**	**2.196.462**	**2.971.498**
Gasto por depreciación y amortización	(180.816)	(188.623)	(450.582)	(478.357)	(2.786)	(2.098)	(634.184)	(669.078)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(353)	(841)	(178.807)	(141.662)	319	125	(178.841)	(142.378)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**813.132**	**996.380**	**639.067**	**1.236.060**	**(68.762)**	**(72.398)**	**1.383.437**	**2.160.042**
RESULTADO FINANCIERO	**(32.917)**	**58.279**	**(212.170)**	**(213.400)**	**(39.666)**	**(171.379)**	**(284.753)**	**(326.500)**
Ingresos financieros	**59.561**	**135.971**	**116.545**	**213.525**	**4.881**	**10.064**	**180.987**	**359.560**
Efectivo y otros medios equivalentes	28.420	85.143	10.465	19.959	9.882	15.128	48.767	120.230
Otros ingresos financieros	31.141	50.828	106.080	193.566	(5.001)	(5.064)	132.220	239.330
Costos financieros	**(103.614)**	**(179.486)**	**(414.959)**	**(565.647)**	**(12.039)**	**(172.898)**	**(530.612)**	**(918.031)**
Préstamos bancarios	(3.002)	(10.633)	(40.467)	(74.675)	(7.513)	(26.906)	(50.982)	(112.214)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(51.993)	(59.877)	(85.782)	(135.488)	(18.720)	(18.900)	(156.495)	(214.265)
Otros	(48.619)	(108.976)	(288.710)	(355.484)	14.194	(127.092)	(323.135)	(591.552)
Resultados por Unidades de Reajuste	(50.376)	(23.112)	104.674	146.455	3.070	801	57.368	124.144
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**61.512**	**124.906**	**(18.430)**	**(7.733)**	**(35.578)**	**(9.346)**	**7.504**	**107.827**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	2.741	610	9	8	557	(161)	3.307	457
Otras ganancias (pérdidas)	**3.570**	**351**	**629**	**4**	**(260)**	**-**	**3.939**	**355**
Resultado de Otras Inversiones	50	351	-	2	(260)	-	(210)	353
Resultados en Ventas de Activos	3.520	-	629	2	-	-	4.149	2
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**786.526**	**1.055.620**	**427.535**	**1.022.672**	**(108.131)**	**(243.938)**	**1.105.930**	**1.834.354**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(252.159)	(323.908)	(166.550)	(316.949)	61.764	27.836	**(356.945)**	**(613.021)**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**534.367**	**731.712**	**260.985**	**705.723**	**(46.367)**	**(216.102)**	**748.985**	**1.221.333**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**534.367**	**731.712**	**260.985**	**705.723**	**(46.367)**	**(216.102)**	**748.985**	**1.221.333**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**534.367**	**731.712**	**260.985**	**705.723**	**(46.367)**	**(216.102)**	**748.985**	**1.221.333**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**486.611**	**821.691**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	**-**	-	**-**	-	**-**	-	**262.374**	**399.642**

País	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	784.049	761.054	905.490	689.568	(105.545)	(104.457)	**1.583.994**	**1.346.165**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(205.064)	(73.402)	(1.086.540)	(1.009.302)	79.455	(14.044)	**(1.212.149)**	**(1.096.748)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(516.563)	(782.883)	449.869	169.130	(354.745)	209.532	**(421.439)**	**(404.221)**

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

34.3 Países

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
ACTIVOS CORRIENTES	**325.568**	**709.462**	**579.198**	**626.439**	**3.902.255**	**4.304.036**	**775.002**	**560.017**	**530.542**	**551.843**	**(405.659)**	**(170.543)**	**5.706.906**	**6.581.254**
Efectivo y equivalentes al efectivo	14.694	634.221	120.664	130.856	960.623	699.524	358.658	186.762	150.667	287.634	-	-	**1.605.306**	**1.938.997**
Otros activos financieros corrientes	15.845	1.637	42.478	-	317.370	115.002	3.041	3.512	-	232	-	-	**378.734**	**120.383**
Otros activos no financieros, corriente	7.468	3.811	27.298	47.708	328.049	376.857	27.547	12.941	49.156	44.845	-	-	**439.518**	**486.162**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.007	839	335.998	386.317	1.852.515	2.691.586	288.779	260.132	271.556	164.630	1.602	953	**2.751.457**	**3.504.457**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	277.100	59.808	11.924	12.368	132.769	109.394	1.401	2.072	1.524	4.223	(407.261)	(171.496)	**17.457**	**16.369**
Inventarios corrientes	-	-	39.349	31.075	252.897	236.485	95.552	83.152	55.665	45.527	-	-	**443.463**	**396.239**
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.454	9.146	1.487	18.115	58.032	75.188	24	120	1.974	4.752	-	-	**70.971**	**107.321**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	11.326	-	-	-	-	**-**	**11.326**
ACTIVOS NO CORRIENTES	**10.623.756**	**10.105.798**	**2.434.782**	**2.622.717**	**10.253.089**	**13.482.703**	**3.790.639**	**4.371.244**	**2.353.727**	**2.561.433**	**(10.527.121)**	**(9.948.765)**	**18.928.872**	**23.195.130**
Otros activos financieros no corrientes	-	-	155	3.209	2.372.250	3.046.431	137	171	-	-	-	-	**2.372.542**	**3.049.811**
Otros activos no financieros no corrientes	2.980	3.125	827	3.354	2.201.249	2.690.639	22.118	21.844	20.894	16.760	(46)	168	**2.248.022**	**2.735.890**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	61	126	278.973	308.730	213.867	236.555	29.742	42.546	-	-	-	-	**522.643**	**587.957**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	375.000	375.000	36	68	6.642	17.039	-	-	-	-	(381.520)	(391.260)	**158**	**847**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	10.245.701	9.726.059	325.099	357.963	-	-	111	141	-	-	(10.568.285)	(10.082.185)	**2.626**	**1.978**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	35.246	30.519	3.842.855	5.306.273	103.646	125.795	63.050	65.292	-	-	**4.044.797**	**5.527.879**
Plusvalía	-	-	4.508	4.665	454.660	638.031	4.930	5.835	-	-	422.730	524.512	**886.828**	**1.173.043**
Propiedades, planta y equipo	-	-	1.782.405	1.888.301	277.337	401.190	3.604.140	4.162.924	2.109.072	2.311.023	-	-	**7.772.954**	**8.763.438**
Propiedad de inversión	-	-	-	-	7.307	10.254	-	-	-	-	-	-	**7.307**	**10.254**
Activos por derecho de uso	15	19	147	18	43.132	75.419	20.744	11.988	160.323	168.355	-	-	**224.361**	**255.799**
Activos por impuestos diferidos	(1)	1.469	7.386	25.890	833.790	1.060.872	5.071	-	388	3	-	-	**846.634**	**1.088.234**
TOTAL ACTIVOS	**10.949.324**	**10.815.260**	**3.013.980**	**3.249.156**	**14.155.344**	**17.786.739**	**4.565.641**	**4.931.261**	**2.884.269**	**3.113.276**	**(10.932.780)**	**(10.119.308)**	**24.635.778**	**29.776.384**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
PASIVOS CORRIENTES	**901.931**	**508.799**	**725.763**	**746.901**	**3.731.987**	**3.918.889**	**1.158.017**	**876.231**	**466.857**	**482.477**	**(396.765)**	**202.635**	**6.587.790**	**6.735.932**
Otros pasivos financieros corrientes	730.017	362.520	5.676	7.282	1.204.824	813.061	392.522	169.543	112.962	56.001	-	-	**2.446.001**	**1.408.407**
Pasivos por arrendamientos corrientes	17	11	77	7	16.088	26.422	4.432	6.002	30.547	49.202	-	-	**51.161**	**81.644**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	8.982	62.072	458.710	438.227	1.964.976	2.569.032	489.946	460.442	168.165	235.240	3.628	155.032	**3.094.407**	**3.920.045**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	162.799	83.446	146.584	119.403	302.424	134.906	129.897	62.468	47.058	46.685	(400.393)	47.603	**388.369**	**494.511**
Otras provisiones corrientes	-	561	48.581	44.825	84.024	144.977	33.703	38.297	57.289	57.392	-	-	**223.597**	**286.052**
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	27.424	92.080	4.679	6.741	85.161	108.167	26.132	13.739	-	-	**143.396**	**220.727**
Otros pasivos no financieros corrientes	116	189	38.711	45.077	154.972	223.750	22.356	27.521	24.704	24.218	-	-	**240.859**	**320.755**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	3.791	-	-	-	-	**-**	**3.791**
PASIVOS NO CORRIENTES	**598.586**	**598.977**	**528.564**	**616.239**	**5.591.738**	**7.528.770**	**1.336.273**	**1.648.410**	**703.604**	**805.168**	**(390.460)**	**(403.298)**	**8.368.305**	**10.794.266**
Otros pasivos financieros no corrientes	594.011	595.990	40.738	40.649	1.311.305	2.330.394	1.103.751	1.404.406	377.713	410.394	-	-	**3.427.518**	**4.781.833**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	8	71	7	34.607	58.800	16.879	6.191	44.082	43.619	-	-	**95.639**	**108.625**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	113.127	152.240	1.898.918	2.171.886	621	997	11.707	10.868	103	6	**2.024.476**	**2.335.997**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	6.530	16.228	384.033	387.076	-	-	-	-	(390.563)	(403.304)	**-**	**-**
Otras provisiones no corrientes	-	-	20.235	23.710	653.802	848.183	54.914	49.659	19.923	54.775	-	-	**748.874**	**976.327**
Pasivo por impuestos diferidos	1.958	-	278.398	311.503	18.662	26.428	53.135	51.332	221.539	254.591	-	-	**573.692**	**643.854**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	2.617	2.979	15.067	14.178	1.277.347	1.683.453	103.655	129.507	6.274	6.245	-	-	**1.404.960**	**1.836.362**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	54.398	57.724	13.064	22.550	3.318	6.318	22.366	24.676	-	-	**93.146**	**111.268**
PATRIMONIO NETO	**9.448.807**	**9.707.484**	**1.759.653**	**1.886.016**	**4.831.619**	**6.339.080**	**2.071.351**	**2.406.620**	**1.713.808**	**1.825.631**	**(10.145.555)**	**(9.918.645)**	**9.679.683**	**12.246.186**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.448.807	9.707.484	1.759.653	1.886.016	4.831.619	6.339.080	2.071.351	2.406.620	1.713.808	1.825.631	(10.145.555)	(9.918.645)	**7.693.110**	**9.966.287**
Capital emitido y pagado	9.783.875	9.783.875	895.702	936.444	3.453.074	4.123.929	172.015	203.580	1.491.298	1.618.125	(6.012.089)	(6.882.078)	**9.783.875**	**9.783.875**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.927.344	3.186.021	- 143.189	238.459	212.893	597.534	782.440	854.096	410.078	434.988	1.372.724	163.313	**5.562.290**	**5.474.411**
Primas de emisión	-	-	-	-	529.371	742.877	78.150	92.490	1.620	1.758	(609.141)	(837.125)	**-**	**-**
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	(19.667)	-	-	-	-	-	19.667	-	**-**	**-**
Otras reservas	(3.262.412)	(3.262.412)	1.007.140	711.113	655.948	874.740	1.038.746	1.256.454	(189.188)	(229.240)	(4.916.716)	(2.362.755)	**(7.653.055)**	**(5.291.999)**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**1.986.573**	**2.279.899**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**10.949.324**	**10.815.260**	**3.013.980**	**3.249.156**	**14.155.344**	**17.786.739**	**4.565.641**	**4.931.261**	**2.884.269**	**3.113.276**	**(10.932.780)**	**(10.119.308)**	**24.635.778**	**29.776.384**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
INGRESOS	**93**	**286**	**788.083**	**1.310.746**	**5.085.586**	**6.346.295**	**1.734.587**	**1.895.598**	**912.367**	**1.022.823**	**(43)**	**(64)**	**8.520.673**	**10.575.684**
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	**780.644**	**1.046.404**	**4.406.796**	**5.720.573**	**1.720.332**	**1.876.084**	**910.749**	**1.016.170**	-	-	**7.818.521**	**9.659.231**
Ventas de energía	-	-	756.551	1.015.757	3.854.210	5.049.365	1.172.126	1.314.963	879.663	968.383	-	-	6.662.550	8.348.468
Otras ventas	-	-	484	1.355	545	3.513	18.135	20.461	7.022	17.835	-	-	26.186	43.164
Otras prestaciones de servicios	-	-	23.609	29.292	552.041	667.695	530.071	540.660	24.064	29.952	-	-	1.129.785	1.267.599
Otros ingresos	93	286	7.439	264.342	678.790	625.722	14.255	19.514	1.618	6.653	(43)	(64)	702.152	916.453
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(60)**	**(1)**	**(438.654)**	**(647.174)**	**(3.571.058)**	**(4.352.492)**	**(684.532)**	**(779.102)**	**(448.802)**	**(505.612)**	-	-	**(5.143.106)**	**(6.284.381)**
Compras de energía	-	-	(391.993)	(531.170)	(2.392.698)	(3.195.836)	(371.614)	(441.195)	(330.727)	(355.356)	-	425	(3.487.032)	(4.523.132)
Consumo de combustible	-	-	(1.000)	(60.084)	(37.832)	(39.389)	(33.095)	(37.027)	(35.500)	(51.778)	-	-	(107.427)	(188.278)
Gastos de transporte	-	-	(19.872)	(17.950)	(493.785)	(557.119)	(183.343)	(193.318)	(51.322)	(63.519)	-	(425)	(748.322)	(832.331)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(60)	(1)	(25.789)	(37.970)	(646.743)	(560.148)	(96.480)	(107.562)	(31.253)	(34.959)	-	-	(800.325)	(740.640)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**33**	**285**	**349.429**	**663.572**	**1.514.528**	**1.993.803**	**1.050.055**	**1.116.496**	**463.565**	**517.211**	**(43)**	**(64)**	**3.377.567**	**4.291.303**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	23.286	32.500	56.383	67.970	20.473	22.508	7.252	8.402	-	-	107.394	131.380
Gastos por beneficios a los empleados	(4.181)	(5.878)	(112.903)	(138.686)	(250.174)	(343.209)	(71.229)	(75.156)	(45.836)	(49.309)	-	-	(484.323)	(612.238)
Otros gastos, por naturaleza	(15.784)	(16.140)	(121.455)	(126.625)	(491.773)	(526.035)	(107.633)	(105.280)	(67.574)	(64.931)	43	64	(804.176)	(838.947)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**(19.932)**	**(21.733)**	**138.357**	**430.761**	**828.964**	**1.192.529**	**891.666**	**958.568**	**357.407**	**411.373**	-	-	**2.196.462**	**2.971.498**
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(109.147)	(95.995)	(297.054)	(337.776)	(138.250)	(144.278)	(89.733)	(91.029)	-	-	(634.184)	(669.078)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	-	-	(25.765)	(32.206)	(130.802)	(97.092)	(14.960)	(8.476)	(7.314)	(4.604)	-	-	(178.841)	(142.378)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**(19.932)**	**(21.733)**	**3.445**	**302.560**	**401.108**	**757.661**	**738.456**	**805.814**	**260.360**	**315.740**	-	-	**1.383.437**	**2.160.042**
RESULTADO FINANCIERO	**(8.454)**	**(29.036)**	**50.935**	**128.589**	**(321.522)**	**(327.486)**	**(97.613)**	**(107.540)**	**(18.827)**	**(23.939)**	**110.728**	**32.912**	**(284.753)**	**(326.500)**
Ingresos financieros	**19.726**	**27.853**	**40.464**	**99.540**	**120.445**	**231.813**	**11.204**	**10.185**	**4.867**	**6.419**	**(15.719)**	**(16.250)**	**180.987**	**359.560**
Efectivo y otros medios equivalentes	4.008	11.603	25.326	78.776	10.560	19.762	6.164	6.693	2.709	3.396	-	-	48.767	120.230
Otros ingresos financieros	15.718	16.250	15.138	20.764	109.885	212.051	5.040	3.492	2.158	3.023	(15.719)	(16.250)	132.220	239.330
Costos financieros	**(43.205)**	**(38.356)**	**(77.117)**	**(183.649)**	**(297.311)**	**(566.288)**	**(104.733)**	**(115.877)**	**(23.965)**	**(30.112)**	**15.719**	**16.251**	**(530.612)**	**(918.031)**
Préstamos bancarios	(7.395)	(8.813)	(2.518)	(3.384)	(32.436)	(89.731)	(6.571)	(9.184)	(2.062)	(1.102)	-	-	(50.982)	(112.214)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(18.719)	(18.900)	(1)	-	(49.102)	(86.823)	(69.381)	(88.151)	(19.292)	(20.391)	-	-	(156.495)	(214.265)
Otros	(17.091)	(10.643)	(74.598)	(180.265)	(215.773)	(389.734)	(28.781)	(18.542)	(2.611)	(8.619)	15.719	16.251	(323.135)	(591.552)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	57.368	124.144	-	-	-	-	-	-	-	-	57.368	124.144
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**15.025**	**(18.533)**	**30.220**	**88.554**	**(144.656)**	**6.989**	**(4.084)**	**(1.848)**	**271**	**(246)**	**110.728**	**32.911**	**7.504**	**107.827**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	557	(161)	2.750	618	-	-	-	-	-	-	-	-	3.307	457
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	**(203)**	**351**	**601**	-	**27**	**4**	**3.514**	-	-	-	**3.939**	**355**
Resultado de Otras Inversiones	-	-	(210)	351	-	-	-	2	-	-	-	-	(210)	353
Resultados en Ventas de Activos	-	-	7	-	601	-	27	2	3.514	-	-	-	4.149	2
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**(27.829)**	**(50.930)**	**56.927**	**432.118**	**80.187**	**430.175**	**640.870**	**698.278**	**245.047**	**291.801**	**110.728**	**32.912**	**1.105.930**	**1.834.354**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(3.340)	9.720	(41.465)	(118.926)	(32.180)	(187.112)	(213.410)	(225.682)	(66.550)	(91.021)	-	-	**(356.945)**	**(613.021)**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**(31.169)**	**(41.210)**	**15.462**	**313.192**	**48.007**	**243.063**	**427.460**	**472.596**	**178.497**	**200.780**	**110.728**	**32.912**	**748.985**	**1.221.333**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**(31.169)**	**(41.210)**	**15.462**	**313.192**	**48.007**	**243.063**	**427.460**	**472.596**	**178.497**	**200.780**	**110.728**	**32.912**	**748.985**	**1.221.333**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**(31.169)**	**(41.210)**	**15.462**	**313.192**	**48.007**	**243.063**	**427.460**	**472.596**	**178.497**	**200.780**	**110.728**	**32.912**	**748.985**	**1.221.333**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**486.611**	**821.691**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**262.374**	**399.642**

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(35.616)	(33.747)	201.329	181.676	566.958	279.039	681.652	592.735	161.821	309.499	7.850	16.963	**1.583.994**	**1.346.165**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(242.054)	(2.289.005)	(97.219)	(119.221)	(645.732)	(497.725)	(354.646)	(339.369)	(135.551)	(154.801)	263.053	2.303.373	**(1.212.149)**	**(1.096.748)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(312.509)	2.517.592	(70.614)	(37.454)	511.697	55.374	(135.824)	(445.431)	(143.288)	(173.962)	(270.901)	(2.320.340)	**(421.439)**	**(404.221)**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

Línea de Negocio	Generación y Transmisión											
País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
ACTIVOS CORRIENTES	**285.873**	**329.778**	**434.637**	**489.030**	**284.969**	**251.413**	**401.174**	**433.281**	**(107.456)**	**(102.134)**	**1.299.197**	**1.401.368**
Efectivo y equivalentes al efectivo	71.964	91.497	150.354	179.541	188.752	86.361	139.895	235.659	-	-	**550.965**	**593.058**
Otros activos financieros corrientes	21.578	-	48.383	58.849	2.985	3.206	-	232	-	-	**72.946**	**62.287**
Otros activos no financieros, corriente	11.333	28.264	11.566	30.114	2.810	2.858	9.906	7.670	-	-	**35.615**	**68.906**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	133.325	161.872	84.357	113.029	68.287	78.136	72.239	92.989	320	-	**358.528**	**446.026**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	17.359	16.139	135.201	96.370	793	55.821	150.161	63.765	(107.776)	(102.134)	**195.738**	**129.961**
Inventarios corrientes	28.827	13.944	292	391	21.342	25.031	27.954	29.159	-	-	**78.415**	**68.525**
Activos por impuestos corrientes, corriente	1.487	18.062	4.484	10.736	-	-	1.019	3.807	-	-	**6.990**	**32.605**
ACTIVOS NO CORRIENTES	**688.017**	**838.459**	**559.358**	**791.639**	**2.121.840**	**2.524.074**	**1.185.372**	**1.328.046**	**(975)**	**(810)**	**4.553.612**	**5.481.408**
Otros activos financieros no corrientes	149	3.200	240.520	342.599	136	169	-	-	-	-	**240.805**	**345.968**
Otros activos no financieros no corrientes	761	3.265	21.527	37.866	6.997	9.797	20.894	16.760	-	-	**50.179**	**67.688**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	278.464	308.084	7.576	25	3.230	3.749	-	-	-	-	**289.270**	**311.858**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	27.686	34.662	1.099	1.758	-	-	21.678	18.392	(975)	(810)	**49.488**	**54.002**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.427	572	32.154	45.123	2.179	2.579	52.165	56.601	-	-	**87.925**	**104.875**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.536	154	6.840	8.655	24.792	32.433	25.506	26.466	-	-	**58.674**	**67.708**
Propiedades, planta y equipo	378.010	462.759	244.514	350.378	2.081.754	2.471.721	938.957	1.066.650	-	-	**3.643.235**	**4.351.508**
Activos por derecho de uso	-	-	200	202	2.752	3.626	125.787	143.177	-	-	**128.739**	**147.005**
Activos por impuestos diferidos	(16)	25.763	4.928	5.033	-	-	385	-	-	-	**5.297**	**30.796**
TOTAL ACTIVOS	**973.890**	**1.168.237**	**993.995**	**1.280.669**	**2.406.809**	**2.775.487**	**1.586.546**	**1.761.327**	**(108.431)**	**(102.944)**	**5.852.809**	**6.882.776**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Línea de Negocio	Generación y Transmisión											
País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
PASIVOS CORRIENTES	**260.771**	**338.950**	**277.976**	**344.845**	**561.112**	**387.805**	**228.933**	**241.747**	**(98.229)**	**(90.643)**	**1.230.563**	**1.222.704**
Otros pasivos financieros corrientes	5.676	7.282	17.532	81.967	227.045	98.742	26.464	10.433	-	-	**276.717**	**198.424**
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	143	132	1.589	1.476	19.452	40.833	-	-	**21.184**	**42.441**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	51.704	109.347	157.064	229.009	154.804	142.993	75.708	99.101	-	-	**439.280**	**580.450**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	150.310	118.028	89.886	17.809	79.935	41.035	32.082	36.214	(98.229)	(90.643)	**253.984**	**122.443**
Otras provisiones corrientes	948	-	(3)	-	29.989	31.215	48.770	48.808	-	-	**79.704**	**80.023**
Pasivos por impuestos corrientes	27.178	73.629	4.679	6.076	63.365	63.076	20.758	1.637	-	-	**115.980**	**144.418**
Otros pasivos no financieros corrientes	24.955	30.664	8.675	9.852	4.385	9.268	5.699	4.721	-	-	**43.714**	**54.505**
PASIVOS NO CORRIENTES	**151.382**	**221.136**	**177.123**	**205.761**	**601.649**	**943.881**	**259.984**	**331.803**	**(10.202)**	**(12.301)**	**1.179.936**	**1.690.280**
Otros pasivos financieros no corrientes	40.738	40.650	128.520	176.594	477.594	816.492	17.038	17.539	-	-	**663.890**	**1.051.275**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	105	120	1.265	2.041	13.634	18.345	-	-	**15.004**	**20.506**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	2.038	3.034	219	505	379	639	-	-	-	-	**2.636**	**4.178**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	6.530	16.228	27.042	11.331	-	-	-	-	(10.202)	(12.301)	**23.370**	**15.258**
Otras provisiones no corrientes	-	-	1.511	2.053	46.416	44.831	19.462	54.275	-	-	**67.389**	**101.159**
Pasivo por impuestos diferidos	49.789	101.043	18.663	13.171	53.135	51.223	187.376	216.660	-	-	**308.963**	**382.097**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	3.414	3.172	-	-	22.860	28.655	1.878	1.893	-	-	**28.152**	**33.720**
Otros pasivos no financieros no corrientes	48.873	57.009	1.063	1.987	-	-	20.596	23.091	-	-	**70.532**	**82.087**
PATRIMONIO NETO	**561.737**	**608.151**	**538.896**	**730.063**	**1.244.048**	**1.443.801**	**1.097.629**	**1.187.777**	**-**	**-**	**3.442.310**	**3.969.792**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**561.737**	**608.151**	**538.896**	**730.063**	**1.244.048**	**1.443.801**	**1.097.629**	**1.187.777**	**-**	**-**	**3.442.310**	**3.969.792**
Capital emitido y pagado	424.637	569.466	194.521	268.415	168.546	199.473	857.728	930.671	-	-	**1.645.432**	**1.968.025**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(28.134)	4.884	203.273	335.962	503.491	565.626	248.110	284.443	-	-	**926.740**	**1.190.915**
Primas de emisión	-	-	-	-	29.133	34.479	4.064	4.409	-	-	**33.197**	**38.888**
Acciones propias en cartera	-	-	(49)	-	-	-	-	-	-	-	**(49)**	**-**
Otras reservas	165.234	33.801	141.151	125.686	542.878	644.223	(12.273)	(31.746)	-	-	**836.990**	**771.964**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**973.890**	**1.168.237**	**993.995**	**1.280.669**	**2.406.809**	**2.775.487**	**1.586.546**	**1.761.327**	**(108.431)**	**(102.944)**	**5.852.809**	**6.882.776**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

	Generación y Transmisión											
País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
INGRESOS	**180.472**	**283.645**	**441.903**	**573.241**	**870.978**	**946.272**	**365.851**	**426.581**	**-**	**(56)**	**1.859.204**	**2.229.683**
Ingresos de actividades ordinarias	**178.990**	**275.678**	**439.628**	**567.033**	**869.870**	**939.672**	**365.696**	**423.258**	**-**	**-**	**1.854.184**	**2.205.641**
Ventas de energía	176.509	274.643	392.216	509.721	853.146	919.686	358.185	405.053	-	-	1.780.056	2.109.103
Otras ventas	546	-	-	-	16.631	19.869	6.611	17.015	-	-	23.788	36.884
Otras prestaciones de servicios	1.935	1.035	47.412	57.312	93	117	900	1.190	-	-	50.340	59.654
Otros ingresos	1.482	7.967	2.275	6.208	1.108	6.600	155	3.323	-	(56)	5.020	24.042
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(16.307)**	**(78.147)**	**(255.507)**	**(293.722)**	**(305.809)**	**(341.450)**	**(114.220)**	**(155.514)**	**-**	**-**	**(691.843)**	**(868.833)**
Compras de energía	(643)	(571)	(194.244)	(231.143)	(135.998)	(145.020)	(19.810)	(31.585)	-	425	(350.695)	(407.894)
Consumo de combustible	(1.000)	(60.084)	(37.832)	(39.389)	(33.095)	(37.027)	(35.500)	(51.778)	-	-	(107.427)	(188.278)
Gastos de transporte	(5.445)	(5.910)	(18.083)	(21.089)	(90.174)	(102.203)	(51.322)	(63.519)	-	(425)	(165.024)	(193.146)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(9.219)	(11.582)	(5.348)	(2.101)	(46.542)	(57.200)	(7.588)	(8.632)	-	-	(68.697)	(79.515)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**164.165**	**205.498**	**186.396**	**279.519**	**565.169**	**604.822**	**251.631**	**271.067**	**-**	**(56)**	**1.167.361**	**1.360.850**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	204	1.862	197	443	1.605	2.060	599	1.187	-	-	2.605	5.552
Gastos por beneficios a los empleados	(22.068)	(25.454)	(9.834)	(12.485)	(21.108)	(22.812)	(20.665)	(21.776)	-	-	(73.675)	(82.527)
Otros gastos, por naturaleza	(27.776)	(20.707)	(10.359)	(17.121)	(32.075)	(28.906)	(31.780)	(31.353)	-	56	(101.990)	(98.031)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**114.525**	**161.199**	**166.400**	**250.356**	**513.591**	**555.164**	**199.785**	**219.125**	**-**	**-**	**994.301**	**1.185.844**
Gasto por depreciación y amortización	(67.344)	(59.658)	(18.353)	(24.601)	(49.063)	(54.426)	(46.056)	(49.938)	-	-	(180.816)	(188.623)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	5	-	(410)	(437)	60	5	(8)	(409)	-	-	(353)	(841)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**47.186**	**101.541**	**147.637**	**225.318**	**464.588**	**500.743**	**153.721**	**168.778**	**-**	**-**	**813.132**	**996.380**
RESULTADO FINANCIERO	**(3.942)**	**71.185**	**25.585**	**29.999**	**(60.459)**	**(63.350)**	**5.899**	**(4.405)**	**-**	**24.850**	**(32.917)**	**58.279**
Ingresos financieros	**35.028**	**81.959**	**16.442**	**43.934**	**4.056**	**4.595**	**4.035**	**5.483**	**-**	**-**	**59.561**	**135.971**
Efectivo y otros medios equivalentes	20.713	72.694	2.472	5.883	2.940	3.720	2.295	2.846	-	-	28.420	85.143
Otros ingresos financieros	14.315	9.265	13.970	38.051	1.116	875	1.740	2.637	-	-	31.141	50.828
Costos financieros	**(17.066)**	**(78.441)**	**(18.937)**	**(24.797)**	**(63.843)**	**(67.016)**	**(3.768)**	**(9.232)**	**-**	**-**	**(103.614)**	**(179.486)**
Préstamos bancarios	(2.153)	(28)	(588)	(8.467)	-	(2.058)	(261)	(80)	-	-	(3.002)	(10.633)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(7.732)	-	(42.982)	(58.339)	(1.279)	(1.538)	-	-	(51.993)	(59.877)
Otros	(14.913)	(78.413)	(10.617)	(16.330)	(20.861)	(6.619)	(2.228)	(7.614)	-	-	(48.619)	(108.976)
Resultados por Unidades de Reajuste	(50.376)	(23.112)	-	-	-	-	-	-	-	-	(50.376)	(23.112)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**28.472**	**90.779**	**28.080**	**10.862**	**(672)**	**(929)**	**5.632**	**(656)**	**-**	**24.850**	**61.512**	**124.906**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	2.741	610	-	-	-	-	-	-	-	-	2.741	610
Otras ganancias (pérdidas)	**50**	**351**	**-**	**-**	**6**	**-**	**3.514**	**-**	**-**	**-**	**3.570**	**351**
Resultado de Otras Inversiones	50	351	-	-	-	-	-	-	-	-	50	351
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	-	6	-	3.514	-	-	-	3.520	-
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**46.035**	**173.687**	**173.222**	**255.317**	**404.135**	**437.393**	**163.134**	**164.373**	**-**	**24.850**	**786.526**	**1.055.620**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(9.579)	(45.801)	(59.592)	(85.450)	(145.480)	(141.590)	(37.508)	(51.067)	-	-	(252.159)	(323.908)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**36.456**	**127.886**	**113.630**	**169.867**	**258.655**	**295.803**	**125.626**	**113.306**	**-**	**24.850**	**534.367**	**731.712**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**36.456**	**127.886**	**113.630**	**169.867**	**258.655**	**295.803**	**125.626**	**113.306**	**-**	**24.850**	**534.367**	**731.712**

País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	89.917	95.555	93.225	130.747	413.349	392.905	187.558	141.847	-	-	**784.049**	**761.054**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(17.096)	10.176	(27.754)	21.352	(40.512)	(69.663)	(119.702)	(35.267)	-	-	**(205.064)**	**(73.402)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(58.999)	(86.211)	(48.740)	(167.336)	(261.402)	(408.866)	(147.422)	(120.470)	-	-	**(516.563)**	**(782.883)**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución											
País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
ACTIVOS CORRIENTES	**257.730**	**284.127**	**3.226.226**	**3.711.977**	**492.623**	**363.837**	**248.039**	**153.383**	**(36)**	**(35)**	**4.224.582**	**4.513.289**
Efectivo y equivalentes al efectivo	8.598	24.452	601.145	475.746	168.163	97.623	8.846	51.717	-	-	**786.752**	**649.538**
Otros activos financieros corrientes	20.900	-	265.666	48.792	56	306	-	-	-	-	**286.622**	**49.098**
Otros activos no financieros, corriente	14.300	18.982	313.319	341.073	24.692	10.072	8.723	4.292	-	-	**361.034**	**374.419**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	202.675	222.959	1.760.113	2.568.600	220.488	181.485	199.277	71.574	14	16	**2.382.567**	**3.044.634**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	735	602	7.552	11.350	5.014	4.904	3.482	9.432	(50)	(51)	**16.733**	**26.237**
Inventarios corrientes	10.522	17.132	252.390	236.130	74.210	58.121	27.711	16.368	-	-	**364.833**	**327.751**
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	26.041	30.286	-	-	-	-	-	-	**26.041**	**30.286**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	11.326	-	-	-	-	**-**	**11.326**
ACTIVOS NO CORRIENTES	**1.439.019**	**1.456.918**	**9.157.129**	**12.004.828**	**1.665.420**	**1.842.861**	**1.239.026**	**1.305.567**	**-**	**-**	**13.500.594**	**16.610.174**
Otros activos financieros no corrientes	7	9	2.131.256	2.703.683	2	2	-	-	-	-	**2.131.265**	**2.703.694**
Otros activos no financieros no corrientes	66	84	2.178.892	2.651.786	15.121	12.048	-	-	-	-	**2.194.079**	**2.663.918**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	508	646	206.267	236.472	26.512	38.797	-	-	-	-	**233.287**	**275.915**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	36	68	-	-	-	-	-	-	-	-	**36**	**68**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	150	186	-	-	1.287	1.524	-	-	-	-	**1.437**	**1.710**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	33.710	30.365	3.825.330	5.281.728	77.130	93.220	34.877	35.933	-	-	**3.971.047**	**5.441.246**
Propiedades, planta y equipo	1.404.395	1.425.542	28.646	40.609	1.522.374	1.688.908	1.169.614	1.244.456	-	-	**4.125.029**	**4.399.515**
Propiedad de inversión	-	-	7.307	10.254	-	-	-	-	-	-	**7.307**	**10.254**
Activos por derecho de uso	147	18	42.278	74.554	17.992	8.362	34.535	25.178	-	-	**94.952**	**108.112**
Activos por impuestos diferidos	-	-	737.153	1.005.742	5.002	-	-	-	-	-	**742.155**	**1.005.742**
TOTAL ACTIVOS	**1.696.749**	**1.741.045**	**12.383.355**	**15.716.805**	**2.158.043**	**2.206.698**	**1.487.065**	**1.458.950**	**(36)**	**(35)**	**17.725.176**	**21.123.463**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Línea de Negocio	Distribución											
País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
PASIVOS CORRIENTES	**562.784**	**509.222**	**3.549.137**	**3.699.914**	**601.304**	**545.688**	**326.166**	**272.270**	**(36)**	**(35)**	**5.039.355**	**5.027.059**
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	1.187.292	731.093	165.477	70.801	68.431	45.569	-	-	**1.421.200**	**847.463**
Pasivos por arrendamientos corrientes	77	7	15.614	25.856	2.844	4.526	11.095	8.369	-	-	**29.630**	**38.758**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	406.782	328.700	1.793.572	2.321.877	334.991	316.584	91.952	135.398	4	-	**2.627.301**	**3.102.559**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	98.973	109.013	351.090	286.621	54.515	79.684	122.690	42.785	(40)	(35)	**627.228**	**518.068**
Otras provisiones corrientes	47.632	44.825	84.026	144.973	3.715	7.082	8.520	8.584	-	-	**143.893**	**205.464**
Pasivos por impuestos corrientes	(2.093)	12.264	-	665	21.796	45.041	5.374	12.103	-	-	**25.077**	**70.073**
Otros pasivos no financieros corrientes	11.413	14.413	117.543	188.829	17.966	18.179	18.104	19.462	-	-	**165.026**	**240.883**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	3.791	-	-	-	-	**-**	**3.791**
PASIVOS NO CORRIENTES	**404.838**	**429.766**	**5.383.371**	**6.946.561**	**734.626**	**704.526**	**438.965**	**467.924**	**-**	**-**	**6.961.800**	**8.548.777**
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.182.785	2.153.800	626.158	587.914	360.675	392.855	-	-	**2.169.618**	**3.134.569**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	71	7	33.942	58.311	15.614	4.150	30.448	25.274	-	-	**80.075**	**87.742**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	111.089	149.205	1.898.699	2.171.380	242	358	658	-	-	-	**2.010.688**	**2.320.943**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	27.686	34.662	326.485	-	-	-	-	-	-	-	**354.171**	**34.662**
Otras provisiones no corrientes	20.235	23.710	652.112	845.798	8.498	4.828	461	500	-	-	**681.306**	**874.836**
Pasivo por impuestos diferidos	228.579	210.460	-	13.257	-	107	40.557	43.357	-	-	**269.136**	**267.181**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	11.653	11.006	1.277.347	1.683.454	80.796	100.851	4.396	4.352	-	-	**1.374.192**	**1.799.663**
Otros pasivos no financieros no corrientes	5.525	716	12.001	20.561	3.318	6.318	1.770	1.586	-	-	**22.614**	**29.181**
PATRIMONIO NETO	**729.127**	**802.057**	**3.450.847**	**5.070.330**	**822.113**	**956.484**	**721.934**	**718.756**	**-**	**-**	**5.724.021**	**7.547.627**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**729.127**	**802.057**	**3.450.847**	**5.070.330**	**822.113**	**956.484**	**721.934**	**718.756**	**-**	**-**	**5.724.021**	**7.547.627**
Capital emitido y pagado	526.556	544.855	2.045.242	2.849.227	3.469	4.106	147.807	160.377	-	-	**2.723.074**	**3.558.565**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(45.992)	223.667	(733.377)	(673.567)	253.474	282.082	507.472	486.057	-	-	**(18.423)**	**318.239**
Primas de emisión	-	-	-	-	49.017	58.011	-	-	-	-	**49.017**	**58.011**
Otras reservas	248.563	33.535	2.138.982	2.894.670	516.153	612.285	66.655	72.322	-	-	**2.970.353**	**3.612.812**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**1.696.749**	**1.741.045**	**12.383.355**	**15.716.805**	**2.158.043**	**2.206.698**	**1.487.065**	**1.458.950**	**(36)**	**(35)**	**17.725.176**	**21.123.463**

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

	Distribución											
País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
INGRESOS	**608.839**	**1.027.673**	**4.839.848**	**6.016.158**	**1.133.823**	**1.229.050**	**654.841**	**708.802**	**(20)**	**(7)**	**7.237.331**	**8.981.676**
Ingresos de actividades ordinarias	**602.275**	**770.724**	**4.163.720**	**5.396.710**	**1.120.617**	**1.216.110**	**653.191**	**705.286**	**-**	**-**	**6.539.803**	**8.088.830**
Ventas de energía	580.042	741.112	3.660.557	4.785.239	559.608	641.863	629.627	675.718	-	-	5.429.834	6.843.932
Otras ventas	449	1.355	545	3.512	1.505	592	412	821	-	-	2.911	6.280
Otras prestaciones de servicios	21.784	28.257	502.618	607.959	559.504	573.655	23.152	28.747	-	-	1.107.058	1.238.618
Otros ingresos	6.564	256.949	676.128	619.448	13.206	12.940	1.650	3.516	(20)	(7)	697.528	892.846
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(422.343)**	**(569.019)**	**(3.516.405)**	**(4.308.496)**	**(648.781)**	**(717.257)**	**(437.815)**	**(459.506)**	**-**	**-**	**(5.025.344)**	**(6.054.278)**
Compras de energía	(391.350)	(530.598)	(2.396.985)	(3.210.269)	(477.593)	(543.159)	(414.152)	(433.179)	-	-	(3.680.080)	(4.717.205)
Gastos de transporte	(14.426)	(12.040)	(481.258)	(543.773)	(120.825)	(123.507)	-	-	-	-	(616.509)	(679.320)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(16.567)	(26.381)	(638.162)	(554.454)	(50.363)	(50.591)	(23.663)	(26.327)	-	-	(728.755)	(657.753)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**186.496**	**458.654**	**1.323.443**	**1.707.662**	**485.042**	**511.793**	**217.026**	**249.296**	**(20)**	**(7)**	**2.211.987**	**2.927.398**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	23.082	30.638	56.180	67.468	18.868	20.448	6.652	7.215	-	-	104.782	125.769
Gastos por beneficios a los empleados	(90.302)	(113.232)	(228.992)	(317.174)	(50.121)	(52.345)	(24.867)	(27.376)	-	-	(394.282)	(510.127)
Otros gastos, por naturaleza	(92.594)	(105.144)	(450.269)	(471.957)	(75.590)	(76.568)	(35.598)	(33.299)	20	7	(654.031)	(686.961)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**26.682**	**270.916**	**700.362**	**985.999**	**378.199**	**403.328**	**163.213**	**195.836**	**-**	**-**	**1.268.456**	**1.856.079**
Gasto por depreciación y amortización	(41.803)	(36.337)	(275.441)	(310.444)	(89.062)	(89.808)	(44.276)	(41.768)	-	-	(450.582)	(478.357)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(25.770)	(32.206)	(130.712)	(96.781)	(15.019)	(8.480)	(7.306)	(4.195)	-	-	(178.807)	(141.662)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**(40.891)**	**202.373**	**294.209**	**578.774**	**274.118**	**305.040**	**111.631**	**149.873**	**-**	**-**	**639.067**	**1.236.060**
RESULTADO FINANCIERO	**27.984**	**33.221**	**(183.725)**	**(184.767)**	**(37.177)**	**(44.232)**	**(19.252)**	**(17.622)**	**-**	**-**	**(212.170)**	**(213.400)**
Ingresos financieros	**7.707**	**14.787**	**99.063**	**189.504**	**7.344**	**5.713**	**2.431**	**3.521**	**-**	**-**	**116.545**	**213.525**
Efectivo y otros medios equivalentes	2.660	1.148	4.178	15.330	3.219	2.958	408	523	-	-	10.465	19.959
Otros ingresos financieros	5.047	13.639	94.885	174.174	4.125	2.755	2.023	2.998	-	-	106.080	193.566
Costos financieros	**(83.788)**	**(122.168)**	**(269.287)**	**(372.619)**	**(41.129)**	**(49.047)**	**(20.755)**	**(21.813)**	**-**	**-**	**(414.959)**	**(565.647)**
Préstamos bancarios	(366)	(3.357)	(31.847)	(63.291)	(6.571)	(7.126)	(1.683)	(901)	-	-	(40.467)	(74.675)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(1)	-	(41.369)	(86.823)	(26.398)	(29.812)	(18.014)	(18.853)	-	-	(85.782)	(135.488)
Otros	(83.421)	(118.811)	(196.071)	(222.505)	(8.160)	(12.109)	(1.058)	(2.059)	-	-	(288.710)	(355.484)
Resultados por Unidades de Reajuste	104.674	146.455	-	-	-	-	-	-	-	-	104.674	146.455
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**(609)**	**(5.853)**	**(13.501)**	**(1.652)**	**(3.392)**	**(898)**	**(928)**	**670**	**-**	**-**	**(18.430)**	**(7.733)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	9	8	-	-	-	-	-	-	-	-	9	8
Otras ganancias (pérdidas)	**7**	**-**	**601**	**-**	**21**	**4**	**-**	**-**	**-**	**-**	**629**	**4**
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Resultados en Ventas de Activos	7	-	601	-	21	2	-	-	-	-	629	2
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**(12.891)**	**235.602**	**111.085**	**394.007**	**236.962**	**260.812**	**92.379**	**132.251**	**-**	**-**	**427.535**	**1.022.672**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(33.208)	(67.438)	(34.859)	(124.617)	(67.992)	(84.067)	(30.491)	(40.827)	-	-	(166.550)	(316.949)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**(46.099)**	**168.164**	**76.226**	**269.390**	**168.970**	**176.745**	**61.888**	**91.424**	**-**	**-**	**260.985**	**705.723**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**(46.099)**	**168.164**	**76.226**	**269.390**	**168.970**	**176.745**	**61.888**	**91.424**	**-**	**-**	**260.985**	**705.723**

País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$	30/09/2020 MUS$	30-09-2019 (No auditado) MUS$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	121.884	88.769	534.475	230.684	268.771	200.475	(19.640)	169.640	-	-	905.490	689.568
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(81.905)	(132.496)	(621.384)	(511.255)	(285.845)	(243.642)	(97.406)	(121.909)	-	-	(1.086.540)	(1.009.302)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(50.649)	59.585	328.285	226.519	97.246	(62.672)	74.987	(54.302)	-	-	449.869	169.130

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

35. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS

35.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías					
				Tipo	Moneda	Valor Contable									
	Nombre	Relación					Moneda	30/09/2020	31/12/2019	2019	Activos	2020	Activos	2021	Activos
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	MUS$	46.573	MUS$	46.377	47.844	-	-	-	-	-	-
BNDES	Enel Distribución Rio S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	MUS$	3.064	MUS$	3.932	13.205	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	MUS$	9.474	MUS$	67.519	98.388	-	-	-	-	-	-
Banco Bradesco	Enel Distribución Goiás S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	MUS$	18.326	MUS$	43.800	77.054	-	-	-	-	-	-
Fundação Cesp	Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	MUS$	18.986	MUS$	559.206	934.752	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Generación Piura S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	MUS$	23.827	MUS$	19.776	56.835	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	MUS$	32.132	MUS$	25.786	33.187	-	-	-	-	-	-
Banco Continental SA	Enel Generación Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	MUS$	6.572	MUS$	6.661	5.180	-	-	-	-	-	-

Al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS$ 109.104 y MUS$ 114.699, respectivamente (ver Nota 17.c.ii). Enel Américas es codeudor solidario de los bonos locales de Enel Generación Chile, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2020 asciende a M$ 299.270.131 (MUS$ 379.520).

Al 30 de septiembre de 2020, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS$ 66.093.679 (MUS$ 96.201.541 al 31 de diciembre de 2019).

35.2 Garantías Indirectas

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente al		
				Nombre	Relación		Moneda	30/09/2020	31/12/2019
Solidario	Bono H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile S.A.	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	MUS$	67.996	64.257
Solidario	Bono M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile S.A.	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	MUS$	318.861	302.366
Aval	DEBÊNTURES 9ª EMISSÃO (AMPL19)	Diciembre 2020	DEBENTURES	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	MUS$	107.116	109.696
Aval	BNP PARIBAS 4131	Febrero 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	MUS$	71.823	76.692
Aval	CITIBANK 4131 II	Marzo 2021	CITIBANK	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	MUS$	96.472	95.990
Aval	ITAÚ 4131	Julio 2021	ITAÚ	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	MUS$	76.544	148.043
Aval	CITIBANK 4131	Enero 2021	CITIBANK	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	MUS$	145.751	144.661
Aval	BNDES FINAME GIRO	Mayo 2023	BNDES	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	MUS$	18.382	18.606
Aval	SCOTIABANK 4131 CELG	Agosto 2022	SCOTIABANK	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	MUS$	48.690	48.557
Aval	NP 3ª Emissão	Noviembre 2020	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	MUS$	159.760	163.430
Aval	SCOTIABANK 4131 CELG II	Noviembre 2020	SCOTIABANK	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	MUS$	48.420	47.751
Aval	BNP PARIBAS 4131 II	Marzo 2021	BNP PARIBAS- CREDIT AGREEMENT	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	MUS$	33.024	32.904
Aval	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO - 1ª serie	Septiembre 2021	DEBENTURES	Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Enel Brasil	Aval	MUS$	124.938	129.852
Aval	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª série	Septiembre 2023	DEBENTURES	Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Enel Brasil	Aval	MUS$	247.724	257.527
						Total		**1.565.501**	**1.640.332**

(*) Al dividirse el emisor original, entre Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile S.A.) y Endesa Américas y de acuerdo al contrato de deuda, todas las sociedades que surjan de la división son solidariamente responsables, sin perjuicio de que la obligación de pago la mantiene Enel Generación Chile S.A. Luego de la fusión llevada a cabo en 2016, Enel Américas asumió la responsabilidad solidaria de Endesa Américas.

35.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados financieros consolidados intermedios, los litigios más relevantes de Enel Américas y sus subsidiarias son los siguientes:

a) Juicios pendientes Enel Américas:

El Servicio de Impuestos Internos (SII) efectuó una revisión normal correspondiente al año comercial 2012 (Año Tributario 2013). Con fecha 4 de septiembre 2015, notificó liquidación de impuestos por diferencia del impuesto adicional, basado en el artículo 74 de la Ley de la Renta, justificando su posición en que una modificación del FUT implicaría una modificación de la base del impuesto adicional. La compañía señala que el SII aceptó la rectificatoria y la declaración de renta hecha por ella, con lo cual aceptó los impuestos declarados. Con fecha 23 de diciembre 2015, Enersis (actual Enel Américas) presentó reclamo tributario ante los Tribunales Tributarios y Aduaneros (TTA), alegando que la obligación tributaria se encuentra cumplida a cabalidad, pues el impuesto adicional enterado en forma provisoria mensualmente fue solucionado en su totalidad cuando se realizó la rectificatoria de renta con fecha 8 de mayo de 2014, el cual incluyó la rectificación del Fondo de Utilidades Tributables, y por medio de la cual se solucionó y enteró en forma total la obligación tributaria. Se dictó sentencia desfavorable y en enero 2018 la compañía presentó apelación. Con fecha 12 de septiembre 2018, se alegó la causa ante la Corte de Apelaciones, y el fallo de segunda instancia fue desfavorable, con voto disidente de un ministro. Con fecha 15 de noviembre 2018, la compañía presentó recurso de casación en el fondo. La Corte de Apelaciones aceptó su admisibilidad, está pendiente admisibilidad en Corte Suprema. En enero de 2019, la Tesorería General de la República notificó requerimiento de pago de impuestos a Enel Américas. La compañía solicitó se esperara la resolución de la Corte de Apelaciones sobre la suspensión del giro. El 1° marzo solicitamos se resolviera derechamente la suspensión del cobro presentada con fecha 8 de noviembre 2018. El 11 de marzo 2019, el Tribunal resolvió suspender el cobro de impuestos por el plazo máximo legal de 6 meses. Con fecha 15 de marzo, el expediente ingresó a la Corte Suprema para su examen de admisibilidad de fondo. El 19 de marzo, la compañía se hizo parte del recurso de casación. En septiembre de 2019, se solicitó la renovación de la suspensión del giro, está pendiente la resolución. Con fecha 25 de octubre 2019, la Corte Suprema accedió a la renovación de la suspensión del Cobro del Giro. En el tiempo intermedio mientras la Corte aún no fallaba la suspensión del cobro, la Tesorería General de la República trabó embargo de fondos en una cuenta corriente de Enel Américas. La Tesorería no puede disponer de dichos fondos por orden de la Corte. En diciembre 2019, se solicitó renovación de la suspensión del giro. Con fecha 03 de enero 2020, la Corte accedió a la solicitud de la compañía. Con fecha 30 de marzo, se solicitó renovación de la suspensión del giro. Con fecha 07 de abril, la Corte accedió a la solicitud de la compañía Con fecha 15 de junio, se solicitó renovación de la suspensión del giro. Con fecha 22 de junio, la Corte accedió a la solicitud de la compañía. Con fecha 04 de septiembre, se solicitó la renovación de la Suspensión del giro. Con fecha 09 de septiembre 2020, la Corte accedió a la solicitud de la compañía. Cuantía M$ 7.545.311 (aprox. MUS$ 9.569).

b) Juicios pendientes subsidiarias:

Colombia:

1. En demanda de Acción de Grupo, promovida contra Emgesa S.A. ESP por el ciudadano José Rodrigo Alvarez y cerca de otras 1.400 personas todos ellos los habitantes del municipio de Garzón que cursa en el Juzgado Cuarto Civil del Circuito de Bogotá, con radicado 11001310300420120083500, se reclama que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se vieron disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. La cuantía es de MUS$ 7.941 equivalente a MCOP 30.870.677. El expediente se encuentra en etapa probatoria desde el año 2016 y no se ha realizado dictamen pericial por falta de actividad de la contraparte. En auto del 8 de mayo de 2019 el Juzgado dispuso que se concedía cerca de US$ 200 para gastos de la pericia sin que a la fecha la parte demandante los haya cancelado. Estamos a la espera de que el Despacho decida si tiene por desistida esta prueba y que se continúe con la etapa de alegatos finales.

2. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales DIAN que cursa ante el Tribunal Administrativo del Huila. Emgesa (ex Central Betania) gozaba de un beneficio fiscal al Impuesto a la renta sobre las sociedades, conocida como "Ley Páez", la cual estableció la liberación de impuestos a las sociedades situadas en un área específica que sufrió una catástrofe. Las autoridades fiscales de Colombia (DIAN) impugnaron el método utilizado por Emgesa para determinar la base gravable del impuesto a la renta utilizando este beneficio. Básicamente, la DIAN entiende que ciertos ingresos de Emgesa, tales como ajustes por inflación y el resultado no operacional, no califican para esta exención por no estar relacionadas con la actividad de generación eléctrica. Sin embargo, Emgesa entiende que, de acuerdo con la Ley, este beneficio especial se aplica a la empresa como entidad y no sólo a ciertos ingresos de la compañía. El 27 de julio de 2017 el Tribunal Administrativo del Huila emitió fallo acogiendo los argumentos de la DIAN considerando que sobre estos

ingresos no hay beneficio al considerar que no provienen del desarrollo del objeto social de la Compañía. El fallo no planteó un sustento jurídico de fondo y tampoco se pronunció sobre varios argumentos de defensa presentados por la empresa. Del mismo modo, el Tribunal confirmó sanción de inexactitud sin analizar diferencia de criterios ni definir el hecho sancionable. Por lo anterior, el 10 de agosto de 2017, radicamos la apelación reiterando que el beneficio recae sobre la empresa y la ley no discrimina su aplicación cuando se trata de ingresos no operacionales. Se pusieron en consideración nuevos fallos del Consejo de Estado que soportan la posición de la Compañía. Se insistió en que existe una diferencia de criterio y por lo tanto se debe levantar la sanción de inexactitud. El 22 de septiembre de 2017 el proceso fue repartido en el Consejo de Estado donde surtirá la segunda instancia. El 24 de noviembre de 2017, nuestros abogados presentaron los argumentos de cierre y en enero 2018 el expediente entró al despacho de magistrado para la decisión final. Con fecha 15 octubre 2020, el Consejo de Estado profirió sentencia de segunda y última instancia desfavorable para los intereses de Emgesa, la cual concluyó que la exención de la Ley Páez únicamente beneficiaba a los ingresos operacionales. La cuantía es COP 88.328 millones (aprox. MUS$ 22.721).

3. En demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 41001233300020140052400 contra Emgesa S.A. ESP, - Nación - Ministerio de Ambiente y Desarrollo y Ministerio de Minas y Energía, Comepez y Otras empresas piscícolas y pescadores artesanales, solicitan la protección de los derechos colectivos y de medio ambiente sano, salubridad pública, seguridad alimentaria, y seguridad y prevención de desastres técnicamente previsibles y que se ordene a las entidades realizar de manera inmediata medidas correctivas y preventivas necesarias para que cese el peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania, con ocasión del llenado del embalse y la operación de El Quimbo. Este proceso no tiene una cuantía por tratarse de una acción e protección a derechos colectivos, y asimismo no está provisionado. El proceso se encuentra al despacho para sentencia desde el 18 de junio de 2018. En las pruebas las autoridades ambientales ANLA y CAM presentaron en conjunto un informe en donde indican que la Empresa cumplió con las obligaciones impuestas por el Tribunal dentro de la medida cautelar. Aunque este proceso no tiene cuantía. Los alegatos finales se presentaron por parte de Emgesa el 15 de junio de 2018, quedando en Despacho el expediente para sentencia desde el 18 de junio de 2018. Se espera que antes de finalizar este año se dicte sentencia de primera instancia.

4. Acción de Grupo en contra de Codensa S.A. presentada por varios Conjuntos Residenciales entre ellos el Centro Médico de la Sabana, la cual se cursa ante el Juzgado Primero Administrativo de Bogotá D.C. bajo el radicado 11-001-33-34-001-2014-00056-00, donde pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. En cuanto al estado procesal, Codensa procedió a contestar la demanda rechazándola en todas sus partes. Se llevó a cabo la audiencia de conciliación entre las partes, sin éxito. Se ha dictado auto de pruebas el 15 de mayo de 2018 y se negó la inclusión de nuevos demandantes. El proceso está en etapa probatoria. La cuantía estimada para este litigio aproximadamente es COP 337.000 millones (MUS$ 86.688).

5. Acción popular de Henry Andrew Barbosa contra Codensa y la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos del Distrito Capital de Bogotá (UAESP), expediente 2009-0069 del Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá DC, y Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de Codensa SA ESP contra la UAESP, expediente 2018-00718, que cursa ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Mediante el fallo de acción popular se ordenó que Codensa y la UAESP re liquidaran el Convenio de Alumbrado Público de 1997 suscrito entre ellas, por cuanto se determinó que había 8.661 luminarias menos de las que Codensa efectivamente consideró en su facturación. Las partes acordaron en el año 2014 la reliquidación y realizaron una transacción para los periodos 1998 a 2004, quedando una obligación a pagar de Codensa a la UAESP de COP 14.433 millones (MUS$3.713). Mediante auto de 1° de junio de 2017, el Juzgado se negó a considerar el mencionado acuerdo y, en su lugar, ordenó a la UAESP que realizara la liquidación unilateral. En cumplimiento de lo ordenado, la UAEPS expidió la Resolución No. 000730 del 18 de diciembre de 2017, donde determinó que Codensa debía cancelar COP 113.082 millones (aprox. MUS$ 29.089). Estado Actual del Proceso: Actuaciones Admirativas y/o Judiciales: 1.- Se demandó la Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la UAESP, proceso que estaba en etapa inicial de contestación de la demanda por la UAESP. Frente a este proceso, el pasado 21 de agosto de 2019 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca al realizar la audiencia inicial considera que no hay pruebas por practicar y dicta fallo de forma negativa para CODENSA, restando cualquier valor a la transacción celebrada por las partes en el año 2014. Ante esta situación se presenta recurso de apelación el cual se surtirá ante el Consejo de Estado. 2.- La UAESP inicio el cobro ejecutivo, pero con la admisión de la demanda de nulidad el cobro está suspendido. 3. Codensa SA ESP realizó un pago por un valor de COP 24.400 millones (MUS$ 6.277) que es el que consideramos deber según los acuerdos del año 2014. Finalmente, la demanda de nulidad tiene una cuantía aproximada de COP 88.698 millones (MUS$ 22.816).

6. El 4 de diciembre de 2017 se notifica a Enel Américas S.A. la intención del Grupo Energía de Bogotá de someter las diferencias surgidas entre las partes sobre la distribución de utilidades del ejercicio 2016 para Emgesa y Codensa, conforme a lo reglado por el Acuerdo Marco de Inversión – AMI. El demandante fundamenta sus pretensiones en que Enel actúa en contra de sus propios actos, al votar por una distribución de utilidades del 70%, dado que entiende que esta proporción corresponde a "todas las utilidades disponibles de acuerdo a las buenas prácticas comerciales". La conducta de Enel viola lo dispuesto en la cláusula 3.8. del AMI que regula la forma de distribución de utilidades, obligando a las partes a votar favorablemente la distribución de todas ($100%) las utilidades que sean posibles de distribuir durante cada ejercicio. Las pretensiones buscan la declaratoria de incumplimiento de Enel al AMI y como consecuencia se distribuyan el 100% de las utilidades del ejercicio 2016 para cada empresa. Cuantía: para Codensa SA ESP la suma de COP 63.619.000.000 (MUS$ 16.365), que corresponden a la suma dejada de percibir como consecuencia del reparto parcial de utilidades. Para Emgesa SA ESP la suma de COP 82.820.000.000 (MUS$ 21.351), que corresponden a la suma dejada de percibir como consecuencia del reparto parcial de utilidades. Estado actual: Estando fijada la fecha para la instalación del Tribunal, el GEB decide retirar la demanda para realizar reformas e incluir nuevos temas. El 8 de octubre de 2018, GEB radica la nueva demanda ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá por presunto incumplimiento del AMI en relación con la falta de distribución de dividendos en 2016, 2017 y 2018 en las empresas Emgesa y Codensa, el incumplimiento de otras disposiciones del acuerdo de accionistas y solicitando además indemnización de perjuicios. La nueva reclamación económica asciende a unos MCOP 1.876.417.133 (MUS$ 482.679) más intereses. El procedimiento se encuentra en la fase probatoria. Este litigio está calificado como remoto y por ello no se ha generado una provisión.

7. Se encuentran en curso 37 solicitudes de trámite arbitral instauradas por el socio local Grupo Energía Bogotá contra Codensa (17) – Emgesa (20), donde se busca la nulidad de las Actas de la Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas planteando los siguientes argumentos: i) Conflictos de Interés con empresas vinculadas económicas. ii) Imposibilidad de ratificación de autorizaciones para contratar. iii) Indebido levantamiento del conflicto de interés. iv) Violación al AMI en cuanto distribución de utilidades. v) Insuficiente información para toma de decisiones, etc. Las pretensiones de la demanda son similares indicando que las decisiones están viciadas porque contravienen una norma imperativa, son nulas absolutamente por objeto y causa ilícita, contravienen lo indicado en el AMI respecto a distribución de utilidades y haberse aprobado algunos textos de actas estando en curso un arbitramento. La cuantía es indeterminada, sin embargo, están se involucran las decisiones tomadas en torno a operaciones con empresas vinculadas económicas de alto impacto para el negocio. El 5 de julio de 2018 se llevó a cabo el sorteo de los árbitros, ante la negativa de acuerdo para su designación, y la acumulación sugerida con el arbitramento contra Enel Américas. Estos trámites arbitrales se encuentran en su fase inicial. Mediante auto de fecha 21 de junio de 2019, el Tribunal de Arbitramento que primero se instaló por EMGESA decidió acumular los trámites en uno solo por cuanto las pretensiones son similares, se pueden llevar por el mismo procedimiento, entre las mismas partes y se valen de las mismas pruebas. De esta manera, solo se llevará un arbitramento por EMGESA, lo cual provocó que GEB reformara su demanda. Respecto a CODENSA, el 25 de octubre de 2019, se profirió similar decisión ordenándose su acumulación de 17 arbitramentos en un solo trámite. En el arbitramento de Emgesa se contestó la reforma de la demanda, no obstante, las partes de común acuerdo decidieron suspender el proceso hasta el 28 de diciembre de 2020. En los de CODENSA se contestó la demanda acumulada e igualmente las partes de mutuo acuerdo solicitaron una suspensión del proceso hasta el 28 de diciembre de 2020.

Perú:

8. En Perú, la SUNAT (Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria), autoridad fiscal, cuestionó a Enel Generación Perú S.A.A. (antes denominada Edegel), a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que correspondía a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación realizada con motivo de su revaluación voluntaria en el año 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la SUNAT es que Enel Generación Perú S.A.A. no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron, ni que dicho financiamiento hubiese sido efectivamente incurrido. La posición de Enel Generación Perú S.A.A. es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación, ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación, y no el valor histórico del mismo. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si la SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió.

Respecto del periodo 1999: En febrero de 2012, el Tribunal Fiscal ("TF") resolvió el litigio del año 1999, a favor de Enel Generación Perú S.A.A. por dos centrales y en contra respecto de cuatro centrales, en base al argumento de que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. Enel Generación Perú S.A.A. pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012, por el equivalente a MPEN 37.710 (MUS$ 10.479), la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en la demanda planteada ante el Poder Judicial ("PJ") contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012, contra la SUNAT y el TF.

En marzo de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. recibió la resolución de la Corte que declaró la nulidad de la resolución del Juzgado y ordenó emitir un pronunciamiento sobre la pretensión de la demanda. En junio de 2018, el expediente fue remitido al Juzgado y en agosto de 2018 se realizó el informe oral. En enero de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la sentencia, mediante la cual el Juzgado declaró infundadas todas las pretensiones planteadas. En ese mismo mes, Enel Generación Perú S.A.A. presentó recurso de apelación.

En julio 2020, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la resolución mediante la cual se concede el recurso de apelación. En setiembre de 2020, se llevó la vista de la causa y se presentaron alegatos.

Respecto del periodo 2000 y 2001: El criterio adoptado respecto al periodo 1999, fue replicado para los periodos 2000 y 2001, por lo que Enel Generación Perú S.A.A. pagó MPEN 18.786 (MUS$ 5.220).

Expediente judicial: En marzo de 2018, el Juzgado del PJ emitió una resolución declarando infundada la demanda, y falló a favor de Enel Generación Perú S.A.A. en orden a no aplicar intereses en los anticipos de marzo a diciembre de 2001. En el mismo mes, Enel Generación Perú S.A.A. presentó una apelación por la parte desfavorable. En diciembre de 2018, se llevó a cabo el informe oral y se presentaron diversos escritos para mejor resolver. En el mismo mes, la Sala del PJ emitió sentencia declarando nula la sentencia de primera instancia, disponiendo que el Juzgado emita nuevo pronunciamiento, atendiendo los argumentos expuestos en la misma sentencia. En marzo de 2019 la Sala devolvió el expediente judicial al Juzgado. En mayo 2020 tomamos conocimiento que se había emitido la sentencia que declara fundada en parte la demanda de Enel Generación Perú S.A.A. pero sólo en el extremo referido al reparo vinculado al cobro de intereses moratorios por la omisión de los pagos a cuenta de los periodos de marzo a diciembre de 2001. Los demás extremos fueron declarados infundados. En agosto de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. se apeló la sentencia.

Expediente administrativo: En agosto de 2017, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución de Cumplimiento, emitida considerando el pronunciamiento del TF por el periodo de 1999, mediante la cual la SUNAT procedió a reliquidar la deuda tributaria por el periodo de 2000-2001. Según SUNAT, la deuda tributaria actualizada de Enel Generación Perú S.A.A. ascendía a MMPEN 220, por concepto de IR anual del 2000, su multa vinculada, y pagos a cuenta por el ejercicio 2001. Asimismo, los créditos a favor de la empresa actualizados ascendían a MMPEN 22, por el IR 2001. En septiembre 2017, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con una Resolución, mediante la cual SUNAT corrige la resolución de Cumplimiento de agosto de 2017, señalando que había aplicado un factor de actualización incorrecto a la deuda tributaria liquidada, lo que se generaba que la deuda tributaria liquidada por SUNAT sea MMPEN 190 y no MMPEN 220. En septiembre de 2017, Enel Generación Perú S.A.A. presentó recurso de apelación contra la mencionada Resolución de Cumplimiento. En julio de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. presentó argumentos por escrito. En octubre, se realizó el informe oral y se presentaron alegatos para mejor resolver.

Las próximas actuaciones.

Respecto de 1999: Enel Generación Perú S.A.A. está a la espera que la Sala notifique la sentencia.

Respecto de 2000 y 2001: Se espera que el TF emita la correspondiente resolución. Se espera que el Juzgado conceda la apelación presentada por Enel Generación Perú S.A.A.

La cuantía total de estos litigios se estima en MPEN 75.732 (MUS$ 21.043).

9. La SUNAT desconoció a Enel Distribución Perú S.A.A. (antes denominada Edelnor) las pérdidas comerciales de energía, reconocidas por la compañía entre los años 2006 al 2011, equivalentes al 2% aproximadamente del total comprado y energía autogenerada, por lo que cuestionó el costo de venta de esa energía determinado por Enel Distribución Perú S.A.A., según la SUNAT, sobre la base de un delito de robo de energía que no fue establecido por los tribunales de justicia. La posición de la SUNAT es que la inviabilidad de la acción judicial sólo puede demostrarse a través de un Reporte Policial y de una Resolución, debidamente motivada, emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) que declara el archivo, definitivo o provisorio, de la acción criminal por robo de energía. El TF ha emitido algunas sentencias que establecen que dicha resolución es necesaria. La posición de Enel Distribución Perú S.A.A. es que la ley no establece un mecanismo específico sobre cómo se demostrará la inviabilidad de una acción judicial, por lo que es posible presentar cualquier evidencia disponible, apropiada y razonable para esta situación (revisión libre de la prueba). Enel Distribución Perú S.A.A. eligió para demostrar que era inútil perseguir estos delitos mediante acciones legales, los informes producidos por ingenieros especializados, informes emitidos por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas y por OSINERGMIN (Regulador), demostrando que no tenía sentido ir al PJ y enjuiciar un delito que sería inútil debido a que los autores del crimen, la ocurrencia exacta de robo, el lugar concreto en el que se produce y la cantidad robada en cada oportunidad no pudieron ser identificados. El TF ha permitido este tipo de acreditación en caso de robo en la distribución de agua (una empresa similar a la distribución de electricidad) y no ha señalado que la resolución emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) es la única evidencia admisible que demuestra la inutilidad de la prosecución de la acción judicial.

La evolución de los procesos es:

Para el año 2006: El TF falló en contra de Enel Distribución Perú S.A.A., en la apelación, aunque estuvo de acuerdo con la posición de ésta sobre el fondo de la cuestión controvertida. Por tanto, el TF confirmó el reparo después de concluir que Enel Distribución Perú S.A.A. no demostró la cantidad de pérdidas comerciales atribuibles al robo. Tal conclusión se deriva del hecho de que la pérdida de energía comercial no está exclusivamente compuesta por energía robada, sino que también por energía perdida debido a otras razones, tales como errores de medición, errores de facturación y errores en la estimación de pérdidas físicas. Debido a la ejecución inmediata de la sentencia del TF, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda en su totalidad a la SUNAT por un monto total de MPEN 14.517 (MUS$ 4.034). Luego de una decisión parcialmente en favor de Enel Distribución Perú, en enero 2017, tanto SUNAT y Enel Distribución Perú S.A.A. interpusieron un recurso de casación ante la Corte Suprema de Justicia. En enero de 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. recibió notificación de la resolución que declaró rechazado su recurso extraordinario (casación) y admitido el recurso extraordinario de la SUNAT. En noviembre 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Sentencia de Casación N°4739-2017-LIMA, mediante la cual la Corte Suprema declaró fundado el recurso de casación presentado por la SUNAT, y, en consecuencia, nula la sentencia de segunda instancia, y ordenó que se emita un nuevo pronunciamiento. En agosto 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la sentencia de la Sala, la misma que declaró fundada la pretensión subordinada y, en consecuencia, ordena la devolución del expediente administrativo hasta SUNAT, a efectos de que esta entidad determine, en función a los medios probatorios existentes, el porcentaje de pérdidas extraordinarias por hurto de energía eléctrica. En ese mismo mes, el Tribunal Fiscal y SUNAT presentaron recursos de casación contra la sentencia, los mismos que fueron elevados a la Corte Suprema en setiembre de 2020.

Para los años 2007 y 2008: Teniendo en cuenta el resultado obtenido en 2006 para el impuesto a la renta, Enel Distribución Perú S.A.A. inició una nueva estrategia de defensa: (i) en teoría, las pérdidas de energía comerciales pueden estar compuestas de errores de medición, facturación y de estimación de pérdidas físicas, (ii) dado que tales pérdidas se determinan por "sustracción" (la energía que entró en el sistema "menos" la energía suministrada a los clientes y "menos" la pérdida física de la energía), la pérdida de energía comercial puede de hecho, estar integrada por dichos errores sólo en casos de una sub-medición o sub-facturación o subestimación de las pérdidas físicas, (iii) si no existen tales errores, la cantidad que se muestra como pérdida de energía comercial se compone sólo de pérdidas por robo, (iv) durante la inspección, la SUNAT revisó tanto la facturación y el informe de la pérdida física y no hizo ningún cuestionamiento ni investigación respecto de ellos; por lo tanto, en este punto, los errores de facturación o los errores de estimación de pérdidas físicas no se pueden argumentar por la SUNAT como parte de la pérdida de energía comercial, (v) con respecto a los errores de medición, siendo la distribución de energía eléctrica de un negocio regulado, los márgenes de este tipo de errores son mínimos.

Para el año 2007: Enel Distribución Perú S.A.A. presentó pruebas de que una pequeña cantidad de pérdida fue atribuible a sub-medición. Entonces, las pérdidas comerciales de energía consistían principalmente en robo (95%) y, en menor medida (5%), a errores de medición. Enel Distribución Perú S.A. dio informe oral y presentó alegatos.

Para el año 2008: Enel Distribución Perú S.A.A. presentó pruebas que demostraron un exceso de medición. Por ende, las pérdidas de energía comerciales eran solo robo. En diciembre 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF mediante la cual se emitió un pronunciamiento favorable, de manera parcial. De esta forma, el TF (i) revocó y dejó sin efecto la observación de la SUNAT vinculada con el Impuesto a las Ganancias del año 2008; (ii) revocó las Resoluciones de Impuestos y Multa, vinculadas con los pagos anticipados por los periodos de marzo a diciembre de 2008; (iii) confirmó las Resoluciones de Impuestos y Multa, vinculadas con los pagos anticipados por los periodos enero y febrero de 2008.

En agosto 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Demanda Contencioso Administrativa contra la Resolución del TF interpuesta por SUNAT. En septiembre 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. contestó la demanda.

Para el año 2009: SUNAT objetó la deducción de las pérdidas de energía comercial, bajo las mismas razones de los años anteriores. En noviembre de 2013, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó una reclamación, en la que además de reiterar las razones por las que la pérdida comercial de energía es deducible, proporcionó evidencia que demostró que la pérdida de energía comercial consistía principalmente de robo (93%) y, en menor medida (7%), de errores de medición. En junio de 2014, la SUNAT solicitó información sobre los detalles del cálculo de la "pérdida de energía estándar". En julio 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. dio respuesta a los puntos solicitados por la SUNAT. En agosto 2014, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú S.A.A. con la Resolución que se pronunció sobre el reclamo de ésta última. En dicha resolución, la SUNAT revocó el reparo correspondiente a la pérdida de energía comercial en la parte que se refiere a la pérdida estándar de energía comercial, confirmándolo en la parte correspondiente al exceso de dicha cantidad. En septiembre 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor MPEN 5.274 (MUS$ 1.466), este monto incluye intereses moratorios por pagos a cuenta y multas. Se presentó una apelación ante el TF. En julio 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF mediante la cual se emitió un pronunciamiento desfavorable para la empresa. En octubre 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó una demanda contra la Resolución del TF ante el PJ, la misma que fue admitida por el Juzgado el mismo mes. En diciembre 2019, el Juzgado tuvo por contestada la demanda por parte de SUNAT y el TF, declaró saneado el proceso, fijó los puntos controvertidos y admitió los medios probatorios. En el mismo mes, Enel Distribución Perú S.A.A. solicitó que se fije fecha para el informe oral y solicitó uso de la palabra. En julio 2020, se programó el informe oral para el 21 de abril del 2021.

Para el año 2010: SUNAT sólo objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2015, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda mantenida por la SUNAT de un valor MPEN 5.085 (MUS$ 1.413) incluye tributos, intereses moratorios de pago de cuenta más multas respectivas. Se presentó reclamación ante la SUNAT. En abril de 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada de la Resolución de la SUNAT, que mantiene los reparos, y en el mismo mes se interpuso un recurso de apelación. En enero de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF que confirmó la posición de la SUNAT, no admitiéndose la deducción del exceso de la pérdida de energía estándar. En junio de 2020 Enel Distribución Perú S.A.A. presentó Demanda Contencioso Administrativa contra la Resolución del TF. En septiembre 2020, se tuvo por contestada la demanda por parte del TF y SUNAT.

Para el año 2011: SUNAT también objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2016, Enel Distribución Perú S.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor de MPEN 3.126 (MUS$ 869) por concepto de pago a cuentas y multas con los respectivos intereses moratorios. En septiembre 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con liquidaciones de impuestos y multas. En octubre 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó reclamación de los impuestos y multas. En junio de 2017, Enel Distribución Perú S.A.A. recibió resolución mediante la cual la SUNAT mantiene las objeciones levantadas. En julio de 2017, Enel Distribución Perú interpuso un recurso de apelación. En febrero de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF que confirmó la posición de la SUNAT, no admitiéndose la deducción del exceso de la pérdida de energía estándar.
En junio de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó Demanda Contencioso Administrativa contra la Resolución del TF y fue notificada con la Resolución que admite a trámite la Demanda Contencioso Administrativa, y se corre traslado a la SUNAT y al Tribunal Fiscal por el plazo de 10 días hábiles. En julio 2020, se tuvo por contestada la demanda. En agosto 2020, se declaró saneado el proceso, se fijaron los puntos controvertidos y se admitieron los medios probatorios.

Para el año 2014: SUNAT también objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. Cabe precisar que Enel Distribución Perú S.A.A. pagó el impuesto a la renta vinculado con el indicado gasto, con la presentación de la declaración jurada anual original, el mismo que ascendió a MPEN 3.582 (MUS 995). En enero de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó recurso de reclamación contra la liquidación de impuestos. En marzo de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó escrito de pruebas, adjuntando documentación sustentatoria adicional.

Las próximas actuaciones son:

Para el año 2006: Enel Distribución Perú S.A.A está a la espera de que la Corte Suprema del PJ analice la procedencia de los recursos de casación presentados.

Para el año 2007: Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que el TF emita la correspondiente resolución.

Para el año 2008: Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que se declare saneado el proceso, se fijen los puntos controvertidos y se admitan los medios probatorios.

Para el año 2009: Enel Distribución Perú S.A.A. se encuentra a la espera de que se realice el informe oral.

Para el año 2010: Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que se declare saneado el proceso, se fijen los puntos controvertidos y se admitan los medios probatorios

Para el año 2011: Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que SUNAT remita el expediente administrativo digital y se programe fecha para el informe oral.

Para el año 2014: A la espera de que la SUNAT emita resolución.

La cuantía total por estos litigios se estima en MPEN 83.168 (MUS$ 23.112).

10. En 1997, Enel Generación Perú S.A.A. (antes denominada Edegel), Perené y Simsa entraron en un acuerdo de Joint Venture para el desarrollo de las plantas de energía Chimay y Yanango, acordando un bono para Enel Generación Perú S.A.A. en la cantidad US$ 13 millones. En 1998, Enel Generación Perú S.A.A. firmó un contrato con su compañía controladora Generandes (en adelante, Enel Perú empresa absorbente de Generandes vía fusión) con el fin de que esta última prestara servicios de supervisión para la construcción de las plantas de energía, acordando un bono para Enel Perú en la cantidad de US$ 13 millones. A su vez, Generandes celebró contratos con sus accionistas, Entergy Perú y Conosur, transfiriendo sus compromisos con Enel Generación Perú S.A.A. y acordando un bono para cada parte, en la cantidad US$ 3 millones. La SUNAT cuestionó esta operación (i) en Enel Generación Perú S.A.A.: el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por Enel Perú, y (ii) en Enel Perú: el gasto deducido del impuesto a la renta de la empresa y el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por sus accionistas. La posición de la SUNAT es que las operaciones no son reales pues Enel Perú y sus accionistas son una entidad holding que no tiene personal para prestar tales servicios. Los servicios de supervisión fueron prestados directamente por Enel Generación Perú S.A. a través de su personal. Esta posición ha sido respaldada por el TF en las Resoluciones Nos. 15281-8-2014 (caso Enel Generación Perú S.A.A.) y 11180-5-2017 (Enel Perú). Tomando en cuenta ello, Enel Perú espera que el PJ ordene que se emita un nuevo pronunciamiento, indicado que no sólo no existen los costos, sino que tampoco existen ingresos. De acuerdo a esta esperada nueva determinación, se produciría un pago en exceso en el impuesto a la renta de Enel Perú, y este exceso debería compensarse con el IVA, eliminándose la contingencia para este caso.

La evolución del proceso es el siguiente:

Tras una decisión adversa en el proceso administrativo, Enel Perú pagó a SUNAT el impuesto adeudado de MPEN 87.055 (MUS$ 24.192) y presentó una demanda judicial contra SUNAT y el TF. En setiembre 2019, Enel Perú fue notificada con la sentencia que declaró infundada la demanda, salvo en un petitorio. En ese mismo mes, Enel Perú presentó una apelación contra la mencionada sentencia. En agosto 2020, Enel Perú fue notificada con la sentencia de Sala que declara la nulidad de la sentencia del Juzgado y le ordena emitir un pronunciamiento.

La cuantía total de este litigio asciende a MPEN 87.055 (MUS$ 24.192) debidamente pagada. El expediente judicial se encuentra pendiente nuevamente en el Juzgado para que éste emita nueva sentencia.

11. El 5 de julio de 2016, Electroperú presentó una solicitud de arbitraje contra Enel Generación Perú S.A. por existir discrepancias relativas a la interpretación de ciertos aspectos técnicos (potencia comprometida, fecha de inicio de la segunda etapa del contrato, determinación del Precio Base del Gas) de un contrato de suministro de energía eléctrica celebrado el año 2003. La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente US$ 41,2 millones (PEN 136,66 millones). Por su parte, la controversia contiene pretensiones de Enel Generación Perú S.A. contra Electroperú por aproximadamente US$ 18,5 millones. Electroperú presentó su demanda el 4 de junio de 2017 y Enel Generación Perú presentó su contestación de demanda y reconvención el 4 de agosto de 2017. El 10 de agosto de 2017 el tribunal arbitral notificó a Enel Generación Perú la liquidación de los gastos arbitrales. El 18 de septiembre de 2017 Electroperú presentó su réplica a la contestación de demanda y reconvención de Enel Generación Perú. El 3 de octubre de 2017, Electroperú presenta su contestación a la reconvención de Enel Generación Perú. El 2 de noviembre de 2017 Enel Generación Perú presentó su respuesta a la réplica de Electroperú. Con fecha 17 de noviembre de 2017, Enel Generación Perú absolvió el traslado de la contestación a la reconvención efectuada por Electroperú. Con fecha de 2 de enero de 2018, Enel Generación Perú presentó dúplica a lo alegado por Electroperú. Los días 23, 24 y 25 de julio de 2018 se llevaron a cabo las audiencias únicas. El 24 de agosto de 2018, las partes presentaron sus alegatos finales. El 20 de agosto de 2019, se recibió el laudo arbitral final en virtud del cual el tribunal en mayoría declaró: (i) fundada la primera pretensión principal de Electroperú, ordenando a Enel Generación Perú pagar a Electroperú la suma de US$ 41.289.000,00 más intereses legales; (ii) fundada la segunda pretensión principal de Electroperú, ordenando a Enel Generación Perú pagar a Electroperú la suma de PEN 49.228,76 más intereses legales; (iii) infundada la reconvención de Enel Generación Perú; y (iv) que Enel Generación Perú debe asumir íntegramente las costas del proceso, debiendo reembolsar a Electroperú la suma aproximada de US$ 589.000,00. El 11 de setiembre de 2019, Enel Generación Perú presentó al tribunal arbitral un recurso solicitando (i) la exclusión del laudo de las pretensiones de Electroperú no contenidas en su demanda arbitral y (ii) la interpretación del laudo para subsanar vicios de motivación y valoración de las pruebas. Con fecha 9 de octubre de 2019, el tribunal arbitral emitió su decisión sobre el mencionado recurso rechazándolo íntegramente. Con fecha 6 de noviembre de 2019, Enel Generación Perú interpuso un recurso de anulación del laudo arbitral ante el Poder Judicial. Con fecha 22 de setiembre de 2020, Enel Generación Perú fue notificada con la resolución judicial mediante la cual se ha admitido a trámite el referido recurso de anulación. Asimismo, con fecha 1 de setiembre de 2020 Enel Generación Perú fue notificada con una resolución judicial que (i) admite a trámite una demanda de ejecución del referido laudo arbitral interpuesta por Electroperú y (ii) ordena a Enel Generación Perú cumplir con la obligación de pago contenida en el laudo. Con fecha 7 de setiembre de 2020, Enel Generación Perú presentó un escrito de oposición al referido mandato de ejecución del laudo arbitral.

Brasil:

Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará S.A. o "Coelce")

12. El Ministerio Público ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel Distribución Ceará, Enel Generación Fortaleza y ANEEL afirmando que: a) el contrato de compraventa de energía eléctrica [PPA] suscrito entre Enel Distribución Ceará y Enel Generación Fortaleza (empresas del mismo grupo económico) es ilegal, el precio de la energía contratada sería muy elevado, con excesivo coste en la tarifa de los consumidores finales, b) la revisión tarifaria hecha conducida por ANEEL desde 2002 es equivocada, pues ha considerado datos imprecisos en el proceso. Se requiere la exclusión de estos componentes de la tarifa y la devolución de los valores indebidamente cobrados por la concesionaria. La legalidad del PPA fue confirmada en primera y segunda instancia, pero el proceso de revisión arancelario fue considerado equivocado en estas instancias. Actualmente, un recurso especial presentado por Enel Distribución Ceará está pendiente de juicio por el Superior Tribunal de Justicia. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

13. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales ("Tercerización"), lo que sería contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de servicios no esenciales por terceros. El Tribunal Superior del Trabajo dictó fallo declarando ilegal la Tercerización. Actualmente, un recurso presentado por Enel Distribución Ceará está pendiente de juicio por la Sección de la Negociación Colectiva (instancia revisora en Tribunal Superior del Trabajo). Enel presentó una reclamación al *Supremo Tribunal Federal - STF* en razón de irregularidades procesales (*cláusula de reserva plenaria* - Constitución Federal), que fue acogida cautelarmente por el tribunal. STF ordenó la suspensión de la decisión que prohibía la tercerización de actividades por Coelce (*Enel Distribuição Ceará*). La decisión cautelar es válida hasta la resolución final de la Reclamación. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

14. Electrificadoras rurales han presentado demandas de revisión de alquiler de la red de suministro de energía en el área rural del estado de Ceará, supuestamente de su propiedad. A pesar de que Enel paga regularmente el alquiler de la red a 13 electrificadoras rurales, una discusión sobre la propiedad de estos activos está pendiente de decisión, pues los mismos ya habrían sido sustituidos directamente por Enel a lo largo de los más de 30 años de estos contratos de alquiler.

    -Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia.
    -Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El Tribunal de Justicia [TJCE] en segunda instancia dictó decisión favorable a Enel rechazando el pedido de revisión del alquiler. En contra esta decisión, COPERVA ha presentado un recurso especial al STJ. El 05/11/18, STJ dictó un fallo por el recurso especial presentado por COPERVA y anuló la decisión de los embargos de aclaración presentados por COPERVA. En resumen, el juez ponente afirmó que la decisión del TJCE no ha aclarado satisfactoriamente los hechos presentados en los embargos de aclaración de COPERVA y determinó un nuevo juicio de este recurso. En contra esta decisión, el 3 de diciembre de 2018, Enel ha presentado un recurso al propio STJ para que decida sobre la cuestión, a la fecha sin juicio. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en las dos demandas era de MUS$ 52.334 (MMBRL 295,2).
    -Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural – COERCE x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 31.397 (MMBRL 177,1).
    -Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El 13 de junio de 2019, el juez dictó decisión determinando el traslado de la demanda a la Justicia Federal, considerándose el interés de ANEEL en la demanda, lo que ocurrió el 28 de noviembre de 2019. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 27.266 (MMBRL 153,8).

15. Fiação Nordeste do Brasil S/A – FINOBRASA (sucedida por Vicunha) ha presentado una demanda en contra Enel afirmando que el reajuste de las tarifas de energía eléctrica hecho por medio de las Portarías N° 38 y 45 (DNAEE) en febrero de 1986 son ilegales. Se requiere la declaración de ilegalidad del reajuste y que sus efectos sean reflejados en todos los reajustes posteriores y la devolución de los montos cobrados indebidamente. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión declarando ilegal el reajuste hecho en 1986, pero ha rechazado el reflejo en los demás reajustes (efecto cascada). Actualmente un recurso presentado por FINOBRASA está pendiente de juicio por el Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia). El 30 de junio de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 19.466 (MMBRL 109,8).

16. Enel Distribución Ceará, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del ICMS total gravado a las compras de energía, debe aplicar la regla de prorrateo. La regla señala que el porcentaje que

representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS) es deducible. Enel Distribución Ceará S.A. considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado resulta de la aplicación del precio de venta final de la energía (una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio para consumidores de bajos ingresos del estado de Ceará). Por la diferencia de interpretación de la legislación, Enel Distribución Ceará registra 10 demandas correspondientes al periodo de 2005 a 2014. La Compañía sigue con su defensa en los procesos administrativos y judiciales. La cuantía total de estos litigios se estima en MMBRL 245 (MUS$ 43.462).

17. El Estado de Ceará levantó actas contra Enel Distribución Ceará por los periodos correspondientes al 2003 y del 2004 al 2014, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado a la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Ceará presentó sus defensas en todos los procesos administrativos y judicial y aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 207 (MUS$ 36.610).

Enel Distribución Goiás S.A. (antes CELG Distribução S.A.)

18. Municipalidades han presentado demandas en contra Enel afirmando que un acuerdo hecho entre Enel, estado de Goiás y una Asociación de Municipalidades [AGM] que preveía el repase directo a Enel de montos debidos a los municipios por estado de Goiás es ilegal. Los montos repasados fueron utilizados para el pago de facturas de energía eléctrica en retraso. Enel afirma que, a pesar de la potencial ilegalidad del convenio, los montos eran efectivamente debidos y no sería posible su devolución a los municipios. El Tribunal de Justicia de Goiás está dividido y todavía no hay un entendimiento unísono, lo que será dictado solamente en la tercera instancia (Superior Tribunal Justicia).

    - Municipio de Aparecida de Goiânia x CELG Distribuição S.A. El 30 de junio de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 106,48 (MBRL 600,6).
    - Municipio de Quirinópolis x CELG Distribuição S.A. El 30 de junio de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 56,91 (MBRL 321,0).
    - Municipio de Anápolis x CELG Distribuição S.A. El 30 de junio de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 54,80 (MBRL 309,1).
    - Municipio de Bela Vista de Goiás x CELG Distribuição S.A. El 30 de junio de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 17,94 (MBRL 101,2).
    - Municipio de Caiapônia x CELG Distribuição S.A. El 30 de junio de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 19 (MBRL 107,2).
    - Municipio de Cezarina x CELG Distribuição S.A. El 30 de junio de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 23,90 (MBRL 134,82).

19. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. presentaron una orden de seguridad (*writ of mandamus*) en contra de la autoridad del Estado de Goiás para que el procedimiento de restitución de los montos que Enel Distribución Goiás pague en relación a las demandas garantizadas por las leyes N.° 17.555 (reembolso por FUNAC) y 19.473 (reembolso por Créditos Fiscales de ICMS - IVA) continúe operando normalmente. El juez rechazó el pedido cautelar. Enel Brasil y Enel Distribución Goiás S.A. presentaron un recurso en contra de la decisión, lo cual fue acogido por el Tribunal de Justicia del Estado de Goiás, determinándose la suspensión de los efectos de la nueva ley y la vigencia integral de las leyes N.° 17.555 (FUNAC) y 19.473 (Créditos Fiscales). Esa decisión cautelar fue posteriormente revocada por el Tribunal, pues no se reconoció la urgencia que justifica la medida cautelar. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. han presentado un recurso en contra de la decisión, argumentando que el derecho a la garantía es legal y contractual, siendo claramente ilegales las acciones del estado de Goiás con el objetivo de suspender la aplicación integral de las leyes. No hay decisión de primera instancia. La cuantía de este juicio es indeterminada.

20. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A presentaron una acción ordinaria en contra el Estado de Goiás para que la ley N.° 20.468 y todos sus reflejos sean suspendidos. En resumen, la ley N.° 20.468 ha revocado integralmente la ley N.° 19.473 (Créditos Fiscales), que otorga el derecho a Enel Distribución Goiás, como alternativa al pago en efectivo, de compensación de pagos que la compañía efectúe por litigios cuyos hechos generadores provengan desde antes de 2015 por medio de créditos fiscales de ICMS (IVA). El juez rechazó el pedido cautelar. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. han presentado un recurso en contra de la decisión, argumentando que la revocación de la ley N.° 19.473 (Créditos Fiscales) es inconstitucional, toda vez que el incentivo fiscal previsto en esta Ley fue establecido en plena conformidad con la legislación aplicable, caracterizándose como derecho adquirido, lo que es inviolable de acuerdo con el inciso XXXVI de la Constitución Federal de Brasil.

Además de caracterizado el derecho adquirido, el artículo 178 del Código Tributario de Brasil establece la imposibilidad de revocación de un incentivo fiscal otorgado por condiciones ciertas, entendimiento confirmado por manifestación reiterada del Supremo Tribunal Federal (Súmula STF 544). No hay decisión de primera instancia. La cuantía de este juicio es indeterminada.

21. Sindicato que representa 513 empleados de Enel Goiás presentó una demanda por el reconocimiento de la ejecución de actividades (diversas de las contratadas) por los electricistas. En la demanda, Sindicato afirmó que ellos estaban ejecutando actividades de técnicos electricistas. El juez juzgó la demanda desfavorablemente a CELG, decisión contra la cual CELG ha presentado apelación. Tribunal Regional del Trabajo dicto decisión, rechazando la apelación de CELG. Entonces, CELG ha presentado recurso al Tribunal Superior del Trabajo, que también ha rechazado su recurso. Actualmente, la demanda quedase en fase de ejecución, habiendo una gran divergencia en los cálculos discutidos. Enel ha pagado MUS$ 7.090 (MMBRL 36). El 30 de septiembre de 2020 el monto (estimable) involucrado en la demanda era de MUS$ 58.432 (MMBRL 329,6), el riesgo indeterminado fue identificado por medio de un análisis de un contador.

22. El Ministerio Público del Trabajo (“MPT”) ha presentado una Acción Civil Pública en contra de Enel afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales (“Tercerización”), lo que sería contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del Tribunal Superior del Trabajo (“TST”)). En la prima instancia, el juez de trabajo declaró la subcontratación legal. Tribunal Regional de Trabajo (“TRT"), aceptando la apelación presentada por MPT, cambió la decisión de primera instancia y ha declarado ilegal la subcontratación. Enel ha presentado un recurso al TST, que mantuve la decisión del TRT. La decisión fue suspendida por el Tribunal Supremo Federal (“STF”) hasta el juicio de la demanda constitucional que está discutiendo el asunto en la Suprema Corte. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

23. Demanda presentada por el Sindicato que representa a 1.715 empleados y cuestiona la naturaleza jurídica de la "ayuda alimentaria". La discusión legal es sobre la inclusión de este beneficio en la remuneración de los empleados que la recibieran antes de la adhesión de la Compañía al PAT (Programa de Alimentos para Trabajadores), en 2008. Se dictó una sentencia condenándose a la Compañía al pago de la diferencia (integración de la ayuda alimentaria a remuneración de los empleados anteriores al 7 de mayo de 2008). La apelación de Enel fue rechazada por Tribunal Regional del Trabajo de la 18ª Región (Goiás). Enel ha presentado recurso al Tribunal Superior del Trabajo, que fue preliminarmente rechazado. Enel ha presentado embargos de aclaración en contra de la decisión, a la fecha sin resolución. El 30 de septiembre de 2020, el monto (estimado) involucrado en la demanda era de MUS$ 37.499 (MBRL 211.518).

24. Enel Distribución Goiás (“CELG”), fue fiscalizada por las autoridades tributarias brasileñas debido a su postura sobre la exclusión de los montos de ICMS de la base de Contribuciones Sociales (PIS/COFINS). La Compañía excluyó el ICMS antes de pronunciarse un fallo definitivo y, en consecuencia, la Administración Tributaria brasileña emitió 4 Actas en contra de CELG, argumentando que la exclusión no estaba permitida. En la jurisprudencia sobre el tema, la Suprema Corte reconoció que el ICMS no debe ser parte de la base imponible del PIS y de la COFINS. Esta demanda aún tiene pendiente un pronunciamiento sobre el recurso presentado por la Hacienda Pública. En el caso específico de Enel Distribución Goiás, aguardase decisión final en la acción judicial para declaración del derecho de Enel Goiás no incluir el ICMS en la base de las Contribuciones Sociales. Decisión firme y definitiva en acción anulatoria para la anulación de dos actas cobrados en ejecución fiscal. La hacienda pública anuló una gran parte del, que pasó de BRL$ 398.447 para BRL$ 12.799. La primera instancia judicial dictó un fallo favorable a la Compañía sobre el valor remanente y se aguarda juzgamiento por la segunda instancia judicial. Las demás actas permanecen suspendidas. La cuantía total involucrada en todos estos casos (ya considerando la reducción) es de MMBRL 237 (MUS$ 41.934).

25. En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.
Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Durante el presente año, se notificó a Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS (por los periodos comprendidos entre dic-2003 en adelante para Enel Distribución Sao Paulo, y mayo-2001 en adelante para Enel Distribución Ceará).

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará reconocieron activos por MUS$ 1.265.312 (BRL 7.142.863.858) y MUS$ 246.562 (BRL 1.391.874.349), respectivamente, valores a septiembre 2020. Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y se llevará a cabo de acuerdo con las regulaciones de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

Están pendientes de resolución las acciones judiciales presentadas por nuestras filiales Enel Rio y Enel Goias, a la espera de la sentencia definitiva de los Tribunales Regionales respectivos.

Cabe destacar que el “Programa de Integração Social” (PIS) y la “Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social” (COFINS) son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia social y la seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las compañías. El “imposto sobre circulação de mercadorias e serviços” (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte”.

Enel Distribución Río (Ampla Energia e Serviços S.A.)

26. CIBRAN ha presentado demandas en contra de Enel requiriendo indemnización por fallas en el suministro de energía en los años de 1987 a 1994 y de 1995 a 1999.
- Companhia Brasileira de Antibioticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A (1995-1999). El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión favorable a Enel rechazando el pedido de indemnización. El 19 de junio de 2020, se dictó la decisión que ha rechazado el “agravo” en recurso especial presentado por CIBRAN en contra él ha presentado nuevo recurso. El monto involucrado en la demanda es indeterminado, una vez que sea definido por un peritaje al final de la demanda.
- Companhia Brasileira de Antibioticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A (1987-1994). El juez (primera instancia) dictó decisión a favor de CIBRAN, contra la cual Enel ha presentado una apelación. El 06 de noviembre de 2019, el Tribunal de Justicia del Estado de Río de Janeiro dictó un fallo acogiendo la apelación de Enel y rechazando todos los pedidos de CIBRAN. CIBRAN opuso embargos de aclaración, a la fecha sin resolución. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 95.928 (MMBRL 541,1).

27. Indústria de Papel e Embalagens S.A. – CIBRAPEL ha presentado una demanda requiriendo indemnización en contra de Enel en razón de fallas y problemas con el suministro de energía. Se dictó decisión firme en contra de Enel. El peritaje definió la indemnización en BRL 21,5 millones (a ser actualizado), pero el monto ha sido impugnado por Enel, recurso no juzgado a la fecha. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 40.403 (MMBRL 227,9).

28. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói interpuso una reclamación laboral en contra de Enel requiriendo el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto Ley N° 2.335/87. La demanda fue juzgada en contra de Enel en todas las instancias precedentes y quedó firme. Actualmente, una acción rescisoria presentada por Enel está pendiente de juzgamiento en el Tribunal Superior del Trabajo. En paralelo, 720 exempleados empezaron con 357 demandas para la ejecución en contra de Enel. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 20.388 (MMBRL 115,0).

29. Ejecución fiscal contra Enel Distribución Río originada de un Acta de infracción presentada por la Administración Tributaria brasileña en 2003 para cobrar adeudos de COFINS a raíz de supuestos pagos insuficientes correspondientes al periodo de diciembre de 2001 hasta marzo de 2002. Tras fallos desfavorables de primera y segunda instancias de la Corte, Enel Distribución Río presentó una apelación extraordinaria ante el Supremo Tribunal Federal (STF) y obtuvo decisión desfavorable. Enel Distribución Río presento nuevo recurso al propio STF. El recurso fue juzgado de manera desfavorable a la Compañía. Además, en entendimiento de los ministros del Tribunal, el recurso de apelación presentado tenía por objeto provocar un retraso en el fin del litigio y, por ello, aplicaron una sanción del 5% sobre el valor de la ejecución fiscal. La Compañía presentó recurso para anular la multa aplicada y aguarda fallo. La cuantía de la deuda asciende a MMBRL 170,8 (MUS$ 30.263) y de la multa asciende a MMBRL 8,5 (MUS$ 1.513).

30. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial que había reducido a cero la alícuota de impuesto a la renta retenido en la fuente imponible sobre los intereses remetidos al exterior en razón de las Fixed Rate Notes (FRN) emitidos por la Compañía en 1998. Enel Distribución Rio ha seguido insistiendo en su defensa en la corte de justicia de primera instancia. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 1.312 (MUS$ 232.429).

31. El Estado de Rio de Janeiro (el “Estado”) levantó actas en contra de Enel Distribución Río por los periodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2017, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado sobre la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Río, presentó sus descargos administrativos y judiciales en todos los procesos y el proceso judicial aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 131 (MUS$ 23.000).

Enel Distribución Sao Paulo (Eletropaulo)

32. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión administrativa de ANEEL [en procedimiento administrativo N° 48500-006159/2012-75], que determinó la exclusión retroactiva de las tarifas practicadas por Eletropaulo antes de la fecha de su tercera revisión periódica, con restitución de valores asociados a la red posiblemente inexistente y rechazó el pedido subsidiario (hecho por Eletropaulo) para la inclusión otros activos (red) de servicio existentes en la base de remuneración, pero inexistente en la base de remuneración de la compañía. No hay una decisión de primera instancia y la demanda está en su fase inicial. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 180.102 (MMBRL 1.015,9).

33. Sindicato de los Trabajadores en las Industrias de Energía Eléctrica de São Paulo ha presentado 5 acciones colectivas requiriendo el pago de adicional de peligrosidad para todos los empleados (excepto cargos de gestión) de Eletropaulo, ubicados en la oficina de Barueri hasta la desactivación del moto - generador que estaba en el ático – por encima del piso 14° y por debajo del Helipuerto, (periodo de Febrero de 2012 a Febrero de 2016, momento de la desactivación del moto generador y su instalación en la parte externa del edificio). El 11 de julio de 2019 se dictó decisión favorable a Enel. El sindicato ha presentado apelación al tribunal que ha sido rechazada el 13 de agosto de 2020. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 22.692 (MMBRL 128,0).

34. Ministerio Público Federal [MPF] ha presentado una acción civil pública en contra Eletropaulo y ANEEL con el objetivo de impedir el traspaso a la tarifa de los consumidores de los montos contratados con partes relacionadas y la devolución en doble a los montos ya cobrados. El juez dictó decisión favorable a Eletropaulo, rechazando los requerimientos, pero el Tribunal Regional Federal [TRF] ha aceptado la apelación del MPF y anuló la sentencia. Actualmente, un recurso de Eletropaulo contra la decisión de TRF está pendiente de juicio en el Superior Tribunal de Justicia. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

35. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra de Eletropaulo afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales (“Tercerización”), lo que sería en contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de los servicios no esenciales por terceros. El 5 de abril de 2019, el juez dictó sentencia en la cual rechazó (i) el pedido de declaración de existencia de fraude a la tercerización y (ii) vinculación de los empleados de los proveedores con Eletropaulo, sin embargo, la sentencia ha condenado a Eletropaulo (iii) al pago de indemnización por daños morales colectivos en un monto de MMBRL 5 (MUS$ 886,4), (iv) la equiparación de remuneración entre los empleados propios y de los proveedores con una sanción de MMBRL 1 en caso de incumplimiento. Eletropaulo presentará un recurso en contra de la sentencia. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

36. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, solicitando que se reconozca que los montos de COFINS pagados por la Compañía fueron hechos de conformidad con las reglas del Programa de Amnistía del Gobierno Federal brasileño (reducción de multas e intereses) creado en 1999. La demanda fue presentada por la compañía en septiembre 1999. En abril de 2018, contra la decisión parcialmente favorable de Segunda Instancia, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STF y STJ) que actualmente aguardan fallo. Del monto total involucrado MMBRL 810 (MUS$143.643); MMBRL 162 (MUS$ 28.728) corresponde a honorarios de abogados (20%) cobrados por la Autoridad Tributaria Federal. El saldo MMBRL 648 está relacionado con el capital (impuesto) pagado con los beneficios de amnistía y la posibilidad de pérdida con respecto a esta porción es remota. Cuantía del litigio: MMBRL 162 (MUS$ 28.728).

37. En mayo de 2008, la Autoridad Tributaria brasileña presentó una demanda judicial contra Enel Distribución Sao Paulo para solicitar el pago del impuesto PIS (Programa de Integración Social), correspondientes al aumento de la tasa para el periodo de marzo de 1996 a diciembre de 1998. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancia, Enel Distribución Sao Paulo presentó recursos ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) y ante el Supremo Tribunal Federal (STF). Los montos sujetos a disputa han sido cubiertos por una garantía bancaria. Sobre esto último, mientras se espera conocer el resultado de dicho procedimiento, la Fiscalía General del Departamento del Tesoro Nacional de Brasil ha formulado una solicitud para que se sustituya la carta de garantía bancaria con una presentación judicial. Esta solicitud fue rechazada y la Fiscalía General apeló. En junio de 2019, el Tribunal de segunda instancia confirmó el recurso de la Fiscalía General. Ante esto, la Compañía efectuó un depósito judicial del monto involucrado y, en contra de la decisión, presentó embargos de aclaración que aguardan fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 243 (MUS$ 43.100).

38. De acuerdo con una decisión definitiva emitida en un juicio, se reconoció el derecho de Enel Distribución Sao Paulo de compensar los créditos por los FINSOCIAL (contribución social establecida en marzo 1992 antes del COFINS) relacionados con montos pagados desde septiembre de 1989 hasta marzo de 1992. A pesar de eso, debido a diferencias en el cálculo de los créditos indicado por la Autoridad Fiscal Federal, parte de las compensaciones requeridas por la Compañía no fueron aceptadas y las deudas fueron requeridas por la autoridad fiscal. Tras un fallo desfavorable en primera instancia, la Compañía presentó un recurso de apelación, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia. Cuantía del litigio: MMBRL 225 (MUS$ 40.020).

39. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2001 y 2002, debido a que la compañía supuestamente dedujo montos integrados pagados a su fondo de pensiones tanto del IRPJ como del CSLL, cuando la regulación específica establece una limitación del 20% para tales deducciones. Una vez que se dictó fallo desfavorable en el procedimiento administrativo, en octubre de 2017, la discusión fue llevada a los Tribunales de Justicia. En junio de 2019, se dictó fallo favorable en primera instancia para determinar la realización de nuevo fallo del recurso de la Compañía en el Tribunal administrativo. En contra de esta decisión, la Fiscalía General apeló. Cuantía del litigio: MMBRL 173 (MUS$ 30.650).

40. Acta tributaria levantada por la autoridad tributaria contra Enel Distribución Sao Paulo la cual no ratifica la compensación relacionada con los créditos del Programa de Integración Social (PIS) originados por cambios legislativos introducidos por los Decretos 2.445 y 2.449 / 1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF), que a la vez fueron compensados con otros impuestos federales con vencimiento en abril y mayo del 2013. En septiembre de 2014, la Compañía presentó sus descargos. En enero de 2019, tras un fallo parcialmente favorable en primera instancia, la Compañía presentó un recurso, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia administrativa. Cuantía del litigio: MMBRL 158 (MUS$ 28.160).

41. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, en la que solicita el reconocimiento del derecho de compensar los créditos impositivos totales resultantes de la división de Enel Distribución Sao Paulo con la Contribución Social a la Utilidad Líquida (CSLL). Se dictaron fallos favorables en primera y segunda instancias. En mayo de 2017, la Autoridad Tributaria presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) que aguarda fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 153 (MUS$ 27.158).

42. En julio de 2000, Enel Distribución Sao Paulo presentó una demanda solicitando el reconocimiento de los créditos originados por pagos indebidos de PIS (Contribución al Programa de Integración Social) realizado de conformidad con los Decretos 2.445 y 2.449 /1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF). En mayo de 2012, se dictó fallo definitivo a favor de la compañía, que reconocía el derecho a los créditos. Sin embargo, se dictaron actas de cobro de impuestos contra Enel Distribución Sao Paulo por parte de las autoridades fiscales federales, puesto que las compensaciones fueron rechazadas por haberse efectuado antes del término de la acción judicial y con adeudos de otros tributos federales ajenos al PIS. La Compañía sostiene que las compensaciones se efectuaron conforme al fallo favorable y que el procedimiento adoptado fue el correcto. Tras decisiones desfavorables en primera instancia judicial, la compañía presentó apelaciones ante el Tribunal de segunda instancia. La cuantía involucrada es de MMBRL 658 (MUS$ 116.604).

43. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo en contra de las actas emitidas por la Autoridad Tributaria del Municipio de Sao Paulo, que requieren el pago de la Contribución al Alumbrado Público (COSIP) relacionado con el periodo de marzo de 2011 a diciembre de 2015. Estas liquidaciones tributarias se basan en las siguientes supuestas irregularidades imputadas a la Compañía: (i) clasificación incorrecta de los clientes, (ii) aplicación ilegal de exención tributaria y (iii) falta de pago de multa por incumplimiento en los pagos atrasados de la contribución. En julio de 2018, el Tribunal de Primera Instancia emitió un fallo parcialmente favorable a la Compañía, que limitó los intereses cobrados por la autoridad fiscal a los correspondientes a la tasa preferencial de Brasil ("SELIC"). En contra de este fallo, ambas partes presentaron apelaciones. En julio de 2019, decisión parcialmente favorable a la Compañía, confirmando la decisión de primera instancia. Considerando el reconocimiento de la necesidad de presentación de pruebas por el Tribunal de São Paulo, la Compañía entendió más apropiado desistir de la discusión en este litigio (que por su naturaleza no permite la fase procesal de pruebas) y proponer una nueva acción judicial. La cuantía del litigio: MMBRL 140 (MUS$ 24.841).

44. Actas fiscales emitidas por la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo que requieren el pago de ICMS debido a presuntas compensaciones irregulares, en las cuales la Compañía utilizó créditos asignados en la adquisición de activos fijos, y que a juicio de la autoridad era improcedente. En 2019 la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo emitió nueva acta La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Fue presentada defensa a la primera instancia administrativa que aguarda fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 128 (MU$ 22.707).

45. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo contra el Decreto Federal N° 8,426 / 2015, que restableció el gravamen de PIS / PASEP y COFINS sobre los ingresos financieros obtenidos por las empresas sujetas al régimen no acumulativo PIS / PASEP y COFINS, a una tasa del 4,65%, desde el 1 de julio de 2015. El estado del litigio es que se obtuvo decisiones desfavorables en primera instancia (noviembre de 2015) y en segunda instancia en sede judicial (agosto de 2017). En diciembre 2017, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STJ y STF) que actualmente aguardan fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 140 (MUS$ 24.836).

46. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, reclamando el derecho a no considerar, en sus bases de cálculo del Impuesto a la Renta de las Persona Jurídicas (IRPJ) y la Contribución Social sobre la Utilidad Líquida (CSLL), los montos relacionados con intereses derivados de la demora en cumplir obligaciones contractuales por parte de terceros que mantienen relaciones contractuales de cualquier tipo con la Compañía (intereses como avaluación anticipada de perjuicios). En marzo de 2012, el Juzgado de primera instancia emitió una decisión favorable a Enel Distribución Sao Paulo. Contra esta decisión, la Autoridad Fiscal Federal presentó una apelación y se espera el fallo de la apelación. Desde que se emitió la decisión del Tribunal de Primera Instancia, la Compañía no ha pagado los impuestos en disputa al Gobierno Federal. Cuantía del litigio: MMBRL 71 (MUS$ 12.606).

47. Demandas presentadas por Enel Distribución Sao Paulo contra las actas fiscales emitidas por la autoridad tributaria del Estado de São Paulo que cobran el pago de ICMS debido a presuntas irregularidades en las operaciones de reversión de la deuda. La compañía ha controvertido judicialmente cinco actas fiscales que aguardan decisiones finales. Cuantía del litigio: MMBRL 139 (MUS$ 24.793).

48. Actas tributarias emitidas por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo basada en la supuesta falta de pago de PIS / PASEP y COFINS en el periodo de 2013 a 2015, derivada de la desconsideración de créditos asignados en la adquisición de bienes y servicios. La Compañía presentó sus descargos en los dos procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: MMBRL 83 (MU$ 14.715).

Enel Cien S.A.

49. Enel Cien es una transmisora del grupo Enel en Brasil, su red conecta el sistema eléctrico de Brasil y Argentina. Enel Cien ha firmado con dos empresas brasileñas (Furnas y Tractebel Energia S.A) contratos de compra y venta de energía con potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. En 2005, en razón de la crisis energética y económica en Argentina, no fue posible cumplir los términos del contrato. Las dos compañías han presentado acciones de declaración de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y pedido de indemnización (no estimable a la fecha).
Furnas x Enel Cien S.A. La demanda fue juzgada en favor de Enel y la decisión quedó firme.
Tractebel Energia S.A. x Enel CIEN S.A. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia, actualmente la demanda está en la fase de producción de pruebas (peritaje). El 30 de septiembre de 2020, el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 83.199 (MMBRL 469,3).

Enel Generación Fortaleza S.A. (antes Central Geradora Termoelétrica Fortaleza S.A. o "CGTF")

50. Petróleo Brasileiro S.A (Petrobrás) ha notificado a Enel su intención de rescindir el contrato de suministro de gas firmado en 2003 (en el ámbito del programa prioritario termoeléctrico hecho por el gobierno brasileño), basado en un supuesto desequilibrio económico-financiero. Enel aduce que las condiciones contractuales del suministro del gas son "garantizadas" por el gobierno brasileño y que la generación de energía por Enel Generación Fortaleza y demás generadoras vinculadas en este programa garanticen el suministro de energía para el país. Desde el inicio de este asunto, el suministro del gas ha sido suspendido en algunos momentos y posteriormente restablecido por determinación de la justicia (última decisión vigente desde el 10 de diciembre de 2018). Además, está pendiente de resolución cual sería la jurisdicción para la controversia, Justicia o Arbitraje. El litigio aún está en su inicio y la producción de pruebas no ha empezado. El 28 de agosto de 2020, las partes han firmado un acuerdo para cerrar las demandas existentes. El arbitraje fue cerrado formalmente el 05 de septiembre de 2020 y la demanda judicial queda a espera de la certificación de cierre por el juez. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

51. En febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta contra Enel Generación Fortaleza por adeudos de PIS/COFINS correspondientes a los periodos de diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el régimen acumulativo). Tras decisión de la Tercera Instancia Administrativa en contra de CGTF, la Compañía presentó recurso de aclaración y la decisión fue desfavorable. En la acción judicial de cobro, Enel Generación Fortaleza presentó garantía y fue aceptada. La compañía presentó su defensa en el plazo legal. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 94 (MUS$ 16.702).

Enel Brasil S.A.

52. En 2014 la administración tributaria notificó a Enel Brasil un acta de infracción, requiriendo el cobro de Impuesto a la Renta sobre dividendos supuestamente distribuidos en exceso a lo que correspondía en los años de 2009 y 2010. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancias, la compañía presentó una apelación al tercer nivel administrativo (órgano especial) y la decisión fue desfavorable, Enel Brasil recurrió al Poder Judicial y la decisión provisional fue desfavorable. La compañía presentó recurso a la segunda instancia pero fue desfavorable. La compañía presentó garantía en la acción judicial de cobro y fue aceptada. La Compañía aguarda intimación para presentar su defensa. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 357 (MUS$ 63.172).

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS$168.703 al 30 de septiembre de 2020 (ver Nota 25). Existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

35.4 Restricciones financieras.

Diversos contratos de deuda de la sociedad, así como el de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que deben cumplirse para evitar el aceleramiento de la dicha deuda.

Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Américas contienen cláusulas de cross default. En el crédito bancario de Enel Américas bajo ley del Estado de Nueva York, suscrito en febrero 2018 y que expira en febrero de 2021, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual o agregado de deudas, o de alguna “Material Subsidiary” (según se define contractualmente). Para que se produzca el aceleramiento de la deuda en este crédito debido al cross default originado en otras deudas, el monto en mora, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas, debe exceder los US$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 66,67% del monto adeudado o comprometido. Al 30 de septiembre de 2020, el monto adeudado por este crédito totaliza MUS$ 562.924.

En el contrato de crédito revolvente de Enel Américas bajo la ley del Estado de Nueva York, suscrito en mayo 2020 y que expira en mayo 2021, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda en este crédito debido al cross default originado en otras deudas, el monto en mora de una deuda individual debe exceder los US$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido. Al 30 de septiembre de 2020, el monto adeudado por este crédito totaliza MUS$ 150.202.

Una parte sustancial de los bonos de Enel Américas registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, incorporan cláusulas de cross default por no pago. En el caso de los Yankee Bonds emitidos en 2016 y con vencimiento en octubre 2026, el cross default podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual, o de alguna “Significant Subsidiary” (según se define contractualmente), por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 30 de septiembre de 2020, el monto adeudado por este bono totaliza MUS$ 597.307.

Adicionalmente, en los Yankee Bond emitidos en 1996, con vencimiento en diciembre 2026, el cross default podría desencadenarse solo por otra deuda de Enel Américas a nivel individual, por lo que eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no desencadenarían el cross default. Para esto, se necesita un monto en mora con un principal, de la deuda que da origen al cross default, que exceda los US$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 30 de septiembre de 2020, el monto adeudado por concepto de este Yankee Bond totaliza MUS$ 877.

En ambos casos, el aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds.

Los bonos de Enel Américas emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, 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. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 30 de septiembre de 2020, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza MUS$ 12.716.

Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a cumplir en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos sólo cuando se cumplen ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene Enel Américas limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de la empresa. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

El bono local Serie B2 de Enel Américas incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Total Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de CLP 697.545 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 30 de septiembre de 2020, el Patrimonio Total de Enel Américas fue CLP 7.629.042 millones (utilizando el tipo de cambio valorización de mercado).

- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 30 de septiembre de 2020, la Razón de Endeudamiento fue de 1,55.

- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres es la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivo en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas e indirectas. Al 30 de septiembre de 2020, la relación mencionada fue de 1,29.

Por su parte, los “Yankee Bonds” o cualquier otra deuda de Enel Américas a nivel individual, no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 30 de septiembre de 2020, el covenant financiero más restrictivo de Enel Américas era la Razón de Activos susceptibles de constituirse en garantía correspondiente al bono local Serie B2.

En Perú, la deuda de Enel Distribución Perú incluye el siguiente covenant:

- Bonos locales del cuarto programa, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2020 ascendió a MUS$ 64.995 y cuyo último vencimiento es en enero de 2033, incluyen el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos y Caja sobre Patrimonio.

Por su parte, la deuda de Enel Generación Perú incluye los siguientes covenants:

- Bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2020 ascendió a MUS$ 17.184 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluyen el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.

En Brasil, la deuda de Enel Distribución Río incluye los siguientes covenants:

- Novena y Décima emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2020 ascendió a MUS$ 284.085 y cuyo vencimiento es en marzo de 2024, incluyen los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.

- Préstamos del Banco Nacional De Desenvolvimento (“BNDES”), cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2020 ascendió a MUS$ 3.928 y cuyo vencimiento es en mayo de 2023, incluyen los siguientes covenants, en que sus definiciones varían según el contrato con BNDES: Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón Deuda Financiera Neta sobre la suma de Deuda Financiera Neta y Patrimonio Líquido.

- Préstamos bancarios con Banco Citibank y Itaú, cuyos saldos pendientes de pago al 30 de septiembre de 2020 ascendieron a MUS$ 172.881 y cuyo último vencimiento es en julio de 2021, incluyen los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y el de Itaú incluye la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera Neta sobre la suma de la Deuda Financiera Neta y Patrimonio Líquido.

- Al 30 de septiembre de 2020, el covenant financiero más restrictivo de Enel Distribución Río era la Razón de Endeudamiento, contenido en los préstamos con los bancos Citibank y Itaú, y los bonos locales.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Ceará incluye los siguientes covenants:

- Préstamos con Electrobrás, cuyos saldos pendientes de pago al 30 de septiembre de 2020 ascendieron a MUS$ 1.728 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2023, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

- Préstamos con BNDES, cuyos saldos pendientes de pago al 30 de septiembre de 2020 ascendieron a MUS$ 2.022 y cuyo último vencimiento es en junio de 2023, incluyen los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA Societaria, y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta Total sobre la suma de la Deuda Neta Total y Patrimonio Líquido.

- Quinta emisión, Sexta emisión, Séptima emisión de bonos locales y los préstamos con MUFG Bank, y Scotiabank, cuyos saldos pendientes de pago al 30 de septiembre de 2020 ascendieron a MUS$ 378.164 y cuyo último vencimiento es en junio de 2025, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

- Préstamo con BNP Paribas, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2020 ascendió a MUS$ 71.863 y cuyo vencimiento es en diciembre de 2020, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA Societaria.

- Al 30 de septiembre de 2020, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Ceará era la Razón Deuda/EBITDA correspondiente al préstamo con BNP.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Sao Paulo incluye los siguientes covenants:

- 23va & 24va emisión de bonos locales y préstamos con MUFG Bank, Scotiabank, y BNP cuyos saldos pendientes de pago al 30 de septiembre de 2020 ascendieron a MUS$ 811.730 y cuyo último vencimiento es en mayo de 2026, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

- Al 30 de septiembre de 2020, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Sao Paulo era la Razón Deuda/EBITDA de la 23ra emisión de bonos locales.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Goiás incluye el siguiente covenant:

- Préstamo con Citibank, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2020 ascendió a MUS$ 145.636 y cuyo vencimiento es en enero de 2021, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

Finalmente, en Brasil, la deuda de Enel Green Power Volta Grande incluye el siguiente covenant:

- 1ra emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2020 ascendió a MUS$ 146.053 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2029, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

En Colombia, la deuda de Codensa S.A. (“Codensa”), incluye el siguiente covenant:

- Préstamo bancario con el MUFG Bank, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2020 ascendió a MUS$ 105.167 y cuyo vencimiento es en mayo de 2021, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

El resto de las filiales no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 30 de septiembre de 2020, ninguna de las filiales de Enel Américas se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

35.5 Contingencia por COVID-19

El 30 de enero de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró el brote del nuevo coronavirus 2019, o COVID-19, como una "Emergencia de salud pública de preocupación internacional". El 11 de marzo de 2020, la OMS confirmó que el brote de COVID-19 alcanzó el nivel de pandemia, la cual podía afectar significativamente a todos los países en los que operamos, así como a nuestros socios comerciales dentro y fuera de estos países.

Para hacer frente a esta emergencia de salud pública internacional por COVID-19, los gobiernos de todos los países en los que operamos, han adoptado diversas medidas de contención, esencialmente destinadas a restringir la libre circulación de las personas, las cuales incluyen cuarentenas, aislamiento social, cierre temporal de empresas y negocios, entre otras medidas. Los gobiernos también han tomado medidas para preservar el acceso a servicios esenciales durante esta emergencia de salud, como el agua y la electricidad, especialmente dirigidas a clientes residenciales de menores ingresos, pequeñas y medianas empresas, e instituciones que brindan otros servicios esenciales, como establecimientos de salud.

Estas medidas se refieren básicamente a suspensión temporaria del corte de suministro eléctrico debido a falta de pago y diferimiento del pago de cuentas de electricidad por un número determinado de meses, sin intereses o penalizaciones de cargo de los clientes. En este sentido, el Grupo emitió directrices destinadas a garantizar el cumplimiento de las medidas introducidas por los gobiernos de los países en los que operamos y ha emprendido numerosas acciones para adoptar los procedimientos más adecuados para prevenir y/o mitigar los efectos del contagio por COVID-19 en el ámbito laboral, garantizando al mismo tiempo la continuidad del negocio.

Lo anterior, ha sido posible principalmente debido a:

• El uso del teletrabajo para todos los empleados cuyos trabajos se pueden realizar de forma remota (50% de la dotación), modalidad introducida desde hace algunos años en el Grupo que, gracias a las inversiones en digitalización, permite el trabajo de forma remota con el mismo nivel de eficiencia y efectividad;

• La digitalización de procesos e infraestructura, que aseguran el normal funcionamiento de nuestros activos de generación, la continuidad del servicio eléctrico y la gestión remota de todas las actividades relacionadas con el mercado y la relación con el cliente.

Todos los esfuerzos de la compañía siguen focalizados en garantizar el funcionamiento correcto y seguro de nuestras operaciones, resguardando al mismo tiempo la salud y seguridad de nuestros colaboradores y ayudando a la comunidad con diversas medidas solidarias.

En relación al grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera el Grupo y sus efectos en los resultados de la Compañía al 30 de septiembre de 2020, éstos se relacionan fundamentalmente con un aumento en la pérdida por deterioro en las cuentas comerciales (ver nota 3.g.3 y 10.c).

35.6 Otras informaciones

Enel Generación Costanera S.A. - Enel Generación El Chocón S.A. - Central Dock Sud S.A.

Central Vuelta de Obligado (VOSA)

El 07 de febrero de 2019, VOSA suscribió con CAMMESA tanto el Contrato de Abastecimiento, el Contrato de Operación y Gestión del Mantenimiento como los contratos de prenda y cesión en garantía. Desde el mes de marzo 2019, las Sociedades comenzaron a percibir el cobro de la cuota mensual de dicho crédito, Asimismo, durante el segundo trimestre de 2019, CAMMESA canceló las 10 primeras cuotas vencidas del crédito más los intereses correspondientes.

Al 30 de septiembre de 2020 las Sociedades han cobrado 29 cuotas de las 120 pactadas.

Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM "FONINVEMEM"

El 7 de enero de 2020 y 10 febrero de 2020 se cumplieron 10 años de la entrada en Operación Comercial de TMB y TSM, respectivamente, finalizando la vigencia de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica celebrados oportunamente entre los respectivos Fideicomisos y CAMMESA. Asimismo, en las fechas indicadas, finalizaron los respectivos Contratos de Fideicomiso y los Contratos para la Operación y Gestión del Mantenimiento (COyM) de ambas Centrales. TMB y TSM, como Sociedades Gerenciadoras, junto con sus accionistas actuales (entre los cuales se encuentra la Sociedad como sociedad garante) deben llevar a cabo los actos societarios necesarios para permitir el ingreso del Estado Nacional al capital de ambas compañías. La participación que le corresponde al Estado Nacional es una cuestión controvertida, dado que el Estado reclama un mayor porcentaje de participación accionaria sobre ambas Termoeléctricas. A fin de asegurar la operación y mantenimiento de las Centrales, se ha logrado prorrogar la vigencia de los respectivos COyM firmándose los pasados 7 y 9 de enero de 2020, respectivamente, las prórrogas correspondientes.

Los días 4 y 8 de mayo de 2020 se llevaron a cabo las asambleas extraordinarias de TMB y de TSM, respectivamente, en las que se resolvió aumentar el capital social a los fines de que el Estado Nacional pueda suscribir el aumento y, de esta forma, pase a ser titular del 65,006% y del 68,826 % de las acciones de TMB y de TSM, respectivamente, dando así cumplimiento en tiempo y forma con la condición suspensiva establecida en los artículos 1.01 y 7.03 de los Contratos de Fideicomiso. Sin perjuicio de lo anterior, la Sociedad y el resto de los accionistas que participaron de las asambleas, ratificaron la solicitud - de fecha 22 de abril de 2020- dirigida al Ministerio de Desarrollo Productivo por la Sociedad junto a otros accionistas de TMB y de TSM para la implementación del esquema de concentración accionaria previsto en el "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011", y formularon reserva de las acciones de daños y perjuicios en el caso de no ser acogida dicha solicitud.

A la fecha de los presentes estados financieros, el BICE –en su carácter de Fiduciario- aún no se ha pronunciado sobre el cumplimiento de la referida condición suspensiva, por lo que el Estado Nacional aún no suscribió las acciones resultantes del aumento de capital.

Al 30 de septiembre de 2020, el monto total del crédito, está totalmente cancelado.

36. DOTACIÓN

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las subsidiarias en los cinco países donde está presente el Grupo, al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, era la siguiente:

País	30/09/2020			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	7	43	4	**54**
Argentina	34	1.858	2.186	**4.078**
Brasil	56	5.773	3.804	**9.633**
Perú	35	899	-	**934**
Colombia	40	2.098	1	**2.139**
Total	**172**	**10.671**	**5.995**	**16.838**
Promedio	**168**	**10.722**	**6.178**	**17.068**

País	31/12/2019			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	7	47	4	**58**
Argentina	34	1.878	2.208	**4.120**
Brasil	53	5.947	4.124	**10.124**
Perú	38	888	-	**926**
Colombia	39	2.065	2	**2.106**
Total	**171**	**10.825**	**6.338**	**17.334**
Promedio	**172**	**10.263**	**7.273**	**17.708**

37. SANCIONES

Las principales sanciones que han recibido las compañías del Grupo se describen a continuación:

Subsidiarias

1. Edesur S.A. (Empresa Distribuidora del Sur S.A.)

- Al 30 de septiembre de 2020, y considerando las sanciones pendientes impuestas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) a partir del período iniciado el 1 de julio de 2020, Edesur S.A. ha sido penalizada en 9 oportunidades por infracciones al régimen de seguridad en vía pública –accidentes y anomalías- (Resoluciones ENRE 9/20, 34/20, 61/20, 62/20, 85/20, 86/20, 87/20, 106/20 y 11/20) por un monto de ARS 108 millones equivalente a U$S 1,3 millones, y en 2 por infracciones a las normas de calidad comercial (Resoluciones ENRE 56/20 y 63/20) por un monto de ARS 185 millones equivalente U$S 2,2 millones, habiéndose recurrido todas las sanciones.

2. Enel Distribución Río S.A. (Ampla Energia e Serviços S.A. o "Ampla")

- Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. También hay multas de demora en compensaciones de tributos federales. En estos casos, el principal de la compensación fue aceptado por la administración federal, pero entienden que hubo demora en el pago, siguiendo con la cobranza en relación a la multa. MBRL 9.843 (MUS$ 1.744).

3. Enel Distribución Ceará S.A. (Companhia Energetica do Ceará o Coelce)

- En 2012, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica -ANEEL- ha sancionado a Enel en un monto de MMBRL 20,6 por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Enel recurrió de la sanción que ha sido reducida a MMBRL 11,2 (MUS$ 1.986). Considerándose la necesidad de la regularización de la compañía en el regulador (ANEEL), Enel ha hecho una garantía judicial e inició una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción. El 26 de julio de 2019, se dictó decisión que rechazó la demanda presentada por Enel. El 27 de agosto de 2019, Enel presentó apelación, a la fecha sin resolución. Una decisión favorable resultaría en la devolución actualizada del monto pagado por Enel. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 4.078 (MMBRL 23,0).

4. Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribuição S.A)

- En 2016, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel en un monto de MMBRL 62 por incumplimiento de la obligación sectorial (vinculada a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE). Enel ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. Enel ha hecho una garantía judicial (seguro) y ha presentado una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción, a la fecha sin resolución. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 11.009 (MMBRL 62,1).

- En 2019, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel en un monto de MMBRL 61 por incumplimientos en relación a la atención de los clientes e indicadores de calidad del suministro de energía. Enel ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 6.737 (MMBRL 38,0).

- En 2020, la Agencia Goiana de Regulação – AGR ha sancionado a Enel en un monto de MUS$8.961 (MMBRL 44) por incumplimientos sobre mantenimiento y violaciones de indicadores de calidad (SAIDI/SAIFI). Enel ha presentado un recurso en contra de la sanción ante la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, a la fecha sin resolución. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 7.659 (MMBRL 43,2).

5. Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo)

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Eletropaulo ha presentado un recurso, el cual fue rechazado. Enel ha presentado una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción. El juez dictó decisión rechazando la demanda de Eletropaulo, y Eletropaulo ha presentado una apelación al Tribunal (segunda instancia), a la fecha sin resolución. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 32.957 (MMBRL 185,9).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas inadecuaciones formales de los registros contables de activos. Eletropaulo afirma que los errores no han generado ninguna consecuencia práctica negativa para las tarifas, tampoco al servicio prestado por la Compañía. El recurso administrativo de Eletropaulo fue rechazado, entonces Eletropaulo ha presentado una demanda en la justicia. El 29 de mayo de 2019, el juez dictó sentencia rechazando los pedidos hechos por Eletropaulo. El 5 de junio de 2019, Eletropaulo ha presentado Embargos de Aclaración en contra la sentencia, a la fecha sin juzgamiento. El 27 de diciembre de 2019, se dictó decisión confirmándose la imposibilidad de ANEEL de inscribir Enel en su sistema de registro de morosidad de pagos y ejecutar la penalidad, hasta que la decisión quede firme. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 16.345 (MMBRL 92,2).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas inadecuaciones (en 2012) formales de registros de los índices de calidad de suministro de los consumidores, así como la ejecución de la compensación a los consumidores en razón del incumplimiento de estos índices. Eletropaulo ha presentado un recurso administrativo que fue rechazado por Aneel. En abril de 2020, Enel ha presentado una demanda anulatoria en la justicia y se dictó decisión suspendiéndose todos los efectos de las sanciones. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 4.450 (MMBRL 25,1).

- El 4 de diciembre de 2018, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por la calidad de la atención al cliente. El 14 de diciembre de 2018, Eletropaulo ha presentado un recurso administrativo en contra de la sanción y se espera el análisis y juicio de la Superintendencia de Fiscalización de los Servicios de Electricidad. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 8.173 (MMBRL 46,1).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía, con respecto al año 2013. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). El 24 de julio de 2018 Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, todavía sin decisión a la fecha. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 12.179 (MMBRL 68,7).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía, con respecto al año 2014. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). 31 de julio de 2018 Enel ha presentado una demanda (judicial) con objetivo de anular (o reducir) la sanción. El 17 de octubre de 2019, se dictó una decisión rechazando las solicitudes hechas por Enel, contra la cual Enel opuso embargos de aclaración. El 16 de diciembre de 2019, los embargos fueron rechazados. La Compañía ha presentado una apelación en contra de la decisión. El 30 de septiembre de 2020, el monto involucrado en la sanción es de MUS$ 6.223 (MMBRL 35,1).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular (o reducir) la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel, que ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 30 de septiembre de 2020 el valor involucrado en la sanción es de MUS$ 4.219 (MMBRL 23,8).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular (o reducir) la sanción, la sentencia (1° grado) fue favorable a Enel, sin embargo, la ANEEL ha presentado un recurso, sin decisión firme a la fecha. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado en la sanción es de MUS$ 13.261 (MMBRL 74,8).

- El Ayuntamiento del Municipio de Jandira ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal (con respecto a red en las vías en la municipalidad) (febrero de 2003). Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue favorable a Enel. El municipio interpuso recurso de apelación y logró revertir la decisión a su favor. Enel ha presentado recursos ante los Tribunales Superiores (*Superior Tribunal de Justiça* y *Supremo Tribunal Federal*) sin decisión firme a la fecha. El 30 de junio de 2020 el monto involucrado es de MUS$ 4.184 (MMBRL 23,6).

- El Ayuntamiento del Municipio de Jandira ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal (con respecto a red en las vías en la municipalidad) (Julio de 2002). Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel, en contra

ha interpuso recurso de apelación y logró revertir la decisión a su favor. La municipalidad ha presentado recursos ante los tribunales superiores (*Superior Tribunal de Justiça* y *Supremo Tribunal Federal*). STJ desestimó el recurso del Municipio. La municipalidad ha presentado nuevo recurso para ser analizado por el panel de jueces. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado es de MUS$ 4.485 (MMBRL 25,3).

- El Ayuntamiento del Municipio de Sao Paulo ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal de tránsito (área restricta de circulación). Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). En 2011, Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel, que ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado es de MUS$ 5.992 (MMBRL 33,8).

- El Ayuntamiento del Municipio de Itapevi ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal (con respecto a la red en las vías de la municipalidad) (febrero de 2012). Los recursos administrativos de Enel en contra las sanciones quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción. Las decisiones de primera y segunda instancia fueron desfavorables a Enel, que ha presentado recursos a los tribunales superiores (*Superior Tribunal de Justiça* y *Supremo Tribunal Federal*). STJ desestimó la apelación de Enel, decisión en contra Enel ha presentado embargos de aclaración, sin decisión firme a la fecha. El 30 de septiembre de 2020 el monto involucrado es de MUS$ 5.407 (MMBRL 30,5).

- Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 48.532 (MUS$ 8.604).

6. Enel Generación Perú S.A.A. (ex Edegel S.A.A.)

Al 30 de septiembre de 2020, Enel Generación Perú ha incurrido en las siguientes multas de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 1999, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020004919 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a PEN 2.076.888 (MUS$ 577), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 10.501.965 (MUS$ 2.918). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR de los ejercicios 2000 y 2001, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020008723 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual del ejercicio 2000. Tomando en cuenta diversos pagos efectuados y la reliquidación realizada por SUNAT, a la fecha, el monto de la multa que califica como posible y probable asciende a PEN 6.460.523 (MUS$ 1.795), y los intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a PEN 14.969.826 (MUS$ 4.160). Actualmente, Enel Generación Perú viene discutiendo la reliquidación de la multa ante el TF y el tema de fondo ante el Poder Judicial. Cabe precisar que PEN 7.928.535 (MUS$ 2.203) se encuentran debidamente pagados.

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en importaciones por los ejercicios 2008 y 2009, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de División No. 0003X4100/2013-000440, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a MUS$ 2.974 (las multas aduaneras fueron liquidadas en dólares). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial, para lo cual se tuvo que cancelar PEN 5.832.129 (MUS$ 1.621), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 3.395.224 (MUS$ 943). Cabe precisar que no se pagó el íntegro de la deuda tributaria vinculada con la referida Resolución de Multa puesto que parte de la misma prescribió.

7. Enel Perú S.A.C. (ex Generandes)

Al 30 de septiembre de 2020, Enel Perú ha incurrido en la siguiente multa de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR e Impuesto General a las Ventas (IGV) del ejercicio 2000, la SUNAT cursó a Enel Perú la Resolución de Multa No. 0240030008355 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a PEN 2.920.104 (MUS$ 811), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 14.053.695 (MUS$ 3.905). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0240020022829 a

0240020022831, mediante las cuales impuso multas por la aplicación del IGV de forma indebida por los periodos de abril, junio y octubre del 2000, las mismas que asciende a PEN 1.771.933 (MUS$ 492), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 10.231.619 (MUS$ 2.843). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

8. Enel Generación Piura (ex EEPSA)

Al 30 de junio de 2020, Enel Generación Piura ha incurrido en la siguiente multa de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en las importaciones del ejercicio 2011, la SUNAT cursó a Enel Generación Piura la Resolución de División No. 0003Y4100/2014-000211, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a PEN 6.868.256 (MUS$ 1.909), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 4.844.855 (MUS$ 1.346). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS$ 51.880 al 30 de septiembre de 2020 (ver Nota 25). Si bien existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

38. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2020 y 2019, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30/09/2020						30-09-2019 (No auditado)
				Monto desembolsos MUS$	Monto Activado MUS$	Monto Gasto MUS$	Monto desembolso a futuro MUS$	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos MUS$	Monto desembolso periodo anterior MUS$
Emgesa S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroelectrica El Quimbo	Monitoreos y estudios Hidrometereológicos	En proceso	357	-	357	-	-	357	377
		Otros	En proceso	52	-	52	-	-	52	93
		Ley 99	En proceso	-	-	-	4.199	31/12/2021	4.199	4.412
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulacion de Material Contaminante	En proceso	74	-	74	-	00/01/1900	74	127
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Desmantelamiento Pcbs	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	1.191	1.159	32	4.963	31/12/2027	6.154	6.813
	Nueva Esperanza Compensacion Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir	En proceso	54	53	1	202	31/12/2020	256	253
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	99	-	99	18	31/12/2020	117	293
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	38	-	38	60	31/12/2020	98	318
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	141	-	141	128	31/12/2020	268	323
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	En proceso	7	-	7	3	31/12/2020	10	47
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	En proceso	58	-	58	146	31/12/2020	204	209
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	65	-	65	42	31/12/2020	108	109
Enel Generación Piura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	18	-	18	16	31/12/2020	34	80
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	12	-	12	-	31/12/2020	12	69
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	42	-	42	42	31/12/2020	84	63
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	En proceso	17	-	17	30	31/12/2020	47	74
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	En proceso	26	-	26	28	31/12/2020	54	-
Chinango S.A.C.	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	30	-	30	33	31/12/2020	63	121
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	9	-	9	74	31/12/2020	82	61
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	En proceso	142	-	142	386	31/12/2020	529	377
Total				**2.432**	**1.212**	**1.220**	**10.370**	-	**12.802**	**14.219**

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30-09-2019 (No auditado)					
				Monto desembolsos MUS$	Monto Activado MUS$	Monto Gasto MUS$	Monto desembolso a futuro MUS$	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos MUS$
Emgesa S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroelectrica El Quimbo	Monitoreos y estudios hidrometereológicos	En proceso	377	-	377	-		377
		Otros	En proceso	93	-	93	-		93
		Ley 99	En proceso	-	-	-	4.412	31/12/2021	4.412
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulacion de Material Contaminante	En proceso	127	-	127	-		127
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Desmantelamiento Pcbs	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	894	660	234	5.919	31/12/2027	6.813
	Nueva Esperanza Compensacion Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir	En proceso	180	170	10	73	31/12/2019	253
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	179	-	179	114	31/12/2019	293
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	34	-	34	284	31/12/2019	318
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	120	-	120	203	31/12/2019	323
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	En proceso	-	-	-	47	31/12/2019	47
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	En proceso	85	-	85	124	31/12/2019	209
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	14	-	14	95	31/12/2019	109
Enel Generación Piura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento	En proceso	60	-	60	20	31/12/2019	80
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	52	-	52	17	31/12/2019	69
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	48	-	48	15	31/12/2019	63
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	En proceso	56	-	56	18	31/12/2019	74
Chinango S.A.C.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	32	-	32	16	31/12/2019	48
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	35	-	35	86	31/12/2019	121
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	11	-	11	50	31/12/2019	61
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y recuperacion del suelo y agua	En proceso	-	-	-	6	31/12/2019	6
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del aire y clima, reduccion del ruido,proteccion contra la radiacion	En proceso	137	-	137	240	31/12/2019	377
Enel Distribución Perú S.A.	Gestion De Residuos	Eliminación de particulas y otros residuos especiales	Terminado	72	-	72	-		72
Total				**2.606**	**830**	**1.776**	**11.739**	-	**14.345**

39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

	30/09/2020																		
	Estados Financieros	Activos Corrientes MUS$	Activos No-Corrientes MUS$	Total Activos MUS$	Pasivos Corrientes MUS$	Pasivos No-Corrientes MUS$	Patrimonio MUS$	Total Pasivos y Patrimonio MUS$	Ingresos MUS$	Materias Primas y Consumibles Utilizados MUS$	Margen de Contribución MUS$	Resultado Bruto de Explotación MUS$	Resultado de Explotación MUS$	Resultado Financiero MUS$	Resultado Antes de Impuesto MUS$	Impuesto sobre la Sociedad MUS$	Ganancia (Pérdida) MUS$	Otro Resultado Integral MUS$	Resultado Integral Total MUS$
Enel Argentina S.A.	Individual	44.750	71.282	116.032	3.637	-	112.395	116.032	-	-	-	(1.771)	(1.771)	8.926	10.843	292	11.135	(27.452)	(16.317)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	107.523	235.979	343.502	85.830	74.331	183.341	343.502	92.516	(5.354)	87.162	54.677	22.335	(10.651)	11.896	10.272	22.168	(35.554)	(13.386)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	81.473	270.663	352.136	38.614	50.562	262.960	352.136	39.603	(3.693)	35.910	30.518	19.760	16.388	38.683	(7.664)	31.019	(49.376)	(18.357)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	257.729	1.439.020	1.696.749	562.785	404.838	729.126	1.696.749	608.839	(422.343)	186.496	26.681	(40.892)	27.984	(12.891)	(33.208)	(46.099)	(170.956)	(217.055)
Enel Trading Argentina S.R.L	Individual	16.103	1.433	17.536	14.388	-	3.148	17.536	2.199	(180)	2.019	341	199	(493)	(295)	-	(295)	(746)	(1.041)
Dock Sud S.A.	Individual	85.696	181.088	266.784	15.009	23.320	228.455	266.784	46.178	(7.756)	38.422	28.323	5.815	5.572	11.438	(12.582)	(1.144)	(50.498)	(51.642)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	314.113	830.811	1.144.924	116.582	120.963	907.379	1.144.924	131.841	(9.047)	122.794	82.392	39.292	30.384	52.154	4.212	56.366	(192.076)	(135.710)
Enel Brasil S.A.	Individual	652.364	4.100.378	4.752.742	321.033	374.910	4.056.799	4.752.742	382	(134)	248	(33.880)	(34.503)	(161.420)	71.663	61.235	132.898	(1.451.357)	(1.318.459)
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	69.828	133.914	203.742	68.011	18.009	117.722	203.742	120.100	(72.007)	48.093	43.338	35.068	(267)	34.801	(14.231)	20.570	(41.947)	(21.377)
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	177.398	67.799	245.197	141.160	2.121	101.916	245.197	249.251	(186.120)	63.131	54.697	50.663	(3.917)	46.746	(15.887)	30.859	(32.729)	(1.870)
EGP Volta Grande	Individual	51.190	244.379	295.569	43.956	135.753	115.860	295.569	40.982	(9.394)	31.588	29.200	29.184	(6.814)	22.370	(7.612)	14.758	(42.272)	(27.514)
Enel Cien S.A.	Individual	136.468	103.860	240.328	25.775	21.166	193.387	240.328	38.716	(410)	38.306	33.887	27.512	36.583	64.096	(21.850)	42.246	(66.549)	(24.303)
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	6.007	110	6.117	60.877	2.353	(57.113)	6.117	622	-	622	349	(136)	(7.392)	(7.527)	114	(7.413)	10.968	3.555
Transportadora de Energía S.A.	Individual	4.148	2.673	6.821	61.129	4.746	(59.054)	6.821	657	-	657	316	(788)	(7.366)	(8.155)	281	(7.874)	11.295	3.421
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	621.434	1.190.830	1.812.264	576.481	648.378	587.405	1.812.264	814.458	(588.614)	225.844	120.916	49.809	(13.060)	36.956	(5.958)	30.998	(228.050)	(197.052)
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	722.937	1.441.304	2.164.241	648.801	861.734	653.706	2.164.241	899.566	(638.926)	260.640	145.407	62.246	(62.081)	325	(370)	(45)	(273.847)	(273.892)
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	569.133	1.767.460	2.336.593	900.370	487.489	948.734	2.336.593	983.399	(715.994)	267.405	102.171	37.643	(32.256)	5.620	(2.405)	3.215	(375.354)	(372.139)
Enel X Brasil S.A.	Individual	13.001	12.310	25.311	14.483	535	10.293	25.311	9.227	(3.283)	5.944	(3.720)	(6.026)	(1.924)	(7.950)	1.035	(6.915)	(5.096)	(12.011)
Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Individual	1.319.016	4.757.535	6.076.551	1.429.779	3.385.771	1.261.001	6.076.551	2.142.425	(1.572.872)	569.553	331.869	144.512	(76.329)	68.183	(26.126)	42.057	(586.043)	(543.986)
Grupo Enel Brasil	Consolidado	3.789.874	10.249.304	14.039.178	3.732.401	5.591.334	4.715.443	14.039.178	5.086.866	(3.571.056)	1.515.810	829.634	400.188	(345.456)	55.332	(31.786)	23.546	(1.848.229)	(1.824.683)
Emgesa S.A. E.S.P.	Individual	284.969	2.121.841	2.406.810	561.112	601.648	1.244.050	2.406.810	870.976	(305.810)	565.166	513.589	464.585	(60.460)	404.131	(145.480)	258.651	(192.916)	65.735
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	492.623	1.665.420	2.158.043	601.304	734.625	822.114	2.158.043	1.133.823	(648.781)	485.042	378.199	274.118	(37.178)	236.961	(67.992)	168.969	(126.394)	42.575
Enel Perú, S.A.C.	Individual	36.430	1.293.489	1.329.919	67.127	11.049	1.251.743	1.329.919	-	-	-	(183)	(183)	(5.493)	93.529	-	93.529	(103.190)	(9.661)
Enel Generación Perú S.A.	Individual	333.954	877.719	1.211.673	171.481	207.122	833.070	1.211.673	295.903	(98.260)	197.643	154.278	119.321	10.494	141.824	(27.197)	114.627	(68.414)	46.213
Chinango S.A.C.	Individual	7.956	129.522	137.478	7.002	25.948	104.528	137.478	29.590	(3.456)	26.134	22.504	19.478	(177)	19.302	(5.732)	13.570	(8.077)	5.493
Enel Generación Piura S.A.	Individual	68.785	160.134	228.919	51.814	26.914	150.191	228.919	46.151	(16.931)	29.220	23.007	14.926	(4.152)	14.288	(4.579)	9.709	(12.493)	(2.784)
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	248.039	1.239.027	1.487.066	326.166	438.966	721.934	1.487.066	654.841	(437.815)	217.026	163.214	111.631	(19.252)	92.379	(30.491)	61.888	(58.710)	3.178
Grupo Enel Perú	Consolidado	530.545	2.353.726	2.884.271	466.857	703.603	1.713.811	2.884.271	912.366	(448.803)	463.563	357.404	259.735	(18.827)	244.422	(66.549)	177.873	(250.884)	(73.011)

		31/12/2019																	
	Estados Financieros	Activos Corrientes MUS$	Activos No-Corrientes MUS$	Total Activos MUS$	Pasivos Corrientes MUS$	Pasivos No-Corrientes MUS$	Patrimonio MUS$	Total Pasivos y Patrimonio MUS$	Ingresos MUS$	Materias Primas y Consumibles Utilizados MUS$	Margen de Contribución MUS$	Resultado Bruto de Explotación MUS$	Resultado de Explotación MUS$	Resultado Financiero MUS$	Resultado Antes de Impuesto MUS$	Impuesto sobre la Sociedad MUS$	Ganancia (Pérdida) MUS$	Otro Resultado Integral MUS$	Resultado Integral Total MUS$
Enel Argentina S.A.	Individual	43.219	87.644	130.863	2.152	-	128.711	130.863	-	-	-	(463)	(463)	8.963	39.714	(2.453)	37.261	(53.938)	(16.677)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	113.909	270.423	384.332	112.412	105.047	166.873	384.332	213.606	(68.969)	144.637	100.244	59.860	22.628	82.582	(24.642)	57.940	(41.288)	16.652
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	101.114	315.842	416.956	75.003	56.983	284.970	416.956	71.807	(5.957)	65.850	58.055	42.906	59.477	103.800	(21.770)	82.030	(70.096)	11.934
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	284.126	1.456.918	1.741.044	509.223	429.766	802.055	1.741.044	1.346.888	(773.693)	573.195	307.066	211.031	54.470	265.560	(76.548)	189.012	(237.185)	(48.173)
Enel Trading Argentina S.R.L	Individual	23.432	1.551	24.983	21.486	-	3.497	24.983	7.497	(950)	6.547	3.599	3.321	(92)	3.229	(1.295)	1.934	(600)	1.334
Dock Sud S.A.	Individual	105.726	256.881	362.607	52.678	52.732	257.197	362.607	146.958	(54.326)	92.632	81.806	50.775	12.036	63.132	(1.007)	62.125	(74.649)	(12.524)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	326.191	927.948	1.254.139	185.096	151.167	917.876	1.254.139	285.277	(74.927)	210.350	157.774	102.242	112.784	299.022	(54.044)	244.978	(270.493)	(25.515)
Enel Brasil S.A.	Individual	371.174	5.186.673	5.557.847	145.721	376.140	5.035.986	5.557.847	977	(85)	892	(57.320)	(58.076)	(85.784)	88.858	15.025	103.883	(149.216)	(45.333)
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	119.719	193.438	313.157	108.806	737	203.614	313.157	309.525	(183.394)	126.131	114.170	99.940	13.389	113.329	(36.130)	77.199	(5.465)	71.734
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	213.201	98.107	311.308	193.295	3.280	114.733	311.308	494.303	(394.776)	99.527	85.746	79.065	(100)	78.965	(25.671)	53.294	2.285	55.579
EGP Volta Grande	Individual	42.230	345.708	387.938	29.751	185.505	172.682	387.938	106.792	(42.895)	63.897	59.632	59.607	(13.583)	46.024	(15.173)	30.851	(844)	30.007
Enel Cien S.A.	Individual	113.996	151.707	265.703	13.358	16.240	236.105	265.703	70.295	(967)	69.328	61.376	49.598	19.722	69.320	(39.773)	29.547	(4.600)	24.947
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	6.856	701	7.557	50.954	8.030	(51.427)	7.557	1.142	-	1.142	789	(530)	(10.469)	(10.999)	296	(10.703)	15.634	4.931
Transportadora de Energía S.A.	Individual	4.914	3.924	8.838	52.590	9.207	(52.959)	8.838	1.112	-	1.112	601	(923)	(10.288)	(11.212)	333	(10.879)	16.154	5.275
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	629.655	1.624.665	2.254.320	525.921	902.000	826.399	2.254.320	1.373.202	(991.979)	381.223	224.266	140.695	(18.246)	122.937	(19.875)	103.062	(26.723)	76.339
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	722.394	1.962.608	2.685.002	910.507	830.069	944.426	2.685.002	1.514.836	(1.029.220)	485.616	299.779	163.829	(55.984)	109.105	(37.009)	72.096	(46.182)	25.914
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	665.187	2.355.246	3.020.433	795.562	903.997	1.320.874	3.020.433	1.544.899	(1.100.077)	444.822	220.030	22.568	(59.708)	(36.744)	11.462	(25.282)	(59.597)	(84.879)
Enel X Brasil S.A.	Individual	17.886	15.089	32.975	13.676	307	18.992	32.975	19.359	(6.434)	12.925	(1.373)	(4.677)	(311)	(4.988)	539	(4.449)	(679)	(5.128)
Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Individual	1.701.300	6.062.310	7.763.610	1.474.482	4.310.495	1.978.633	7.763.610	3.720.782	(2.699.108)	1.021.674	638.496	378.591	(100.835)	277.756	460.335	738.091	(412.571)	325.520
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.211.380	13.471.236	17.682.616	3.919.122	7.528.800	6.234.694	17.682.616	8.611.146	(5.906.735)	2.704.411	1.645.516	928.952	(356.940)	574.154	314.359	888.513	(559.512)	329.001
Emgesa S.A. E.S.P.	Individual	251.413	2.524.074	2.775.487	387.804	943.882	1.443.801	2.775.487	1.246.989	(465.768)	781.221	710.320	637.221	(81.785)	555.672	(180.207)	375.465	7.209	382.674
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	363.838	1.842.861	2.206.699	545.689	704.527	956.483	2.206.699	1.665.318	(962.174)	703.144	556.513	431.004	(58.397)	372.680	(122.066)	250.614	(615)	249.999
Enel Perú, S.A.C.	Individual	37.589	1.403.189	1.440.778	41.359	10.868	1.388.551	1.440.778	11	-	11	(1.155)	(1.155)	(1.473)	127.289	(8)	127.281	27.105	154.386
Enel Generación Perú S.A.	Individual	361.697	974.784	1.336.481	172.150	259.367	904.964	1.336.481	478.155	(178.102)	300.053	243.359	191.690	(4.886)	200.977	(56.340)	144.637	18.483	163.120
Chinango S.A.C.	Individual	6.346	153.370	159.716	6.349	38.766	114.601	159.716	45.030	(5.081)	39.949	34.113	29.868	(723)	29.145	(8.685)	20.460	2.791	23.251
Enel Generación Piura S.A.	Individual	75.118	180.365	255.483	64.559	33.669	157.255	255.483	82.155	(27.861)	54.294	44.074	32.902	(317)	32.595	(9.275)	23.320	2.948	26.268
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	153.382	1.305.567	1.458.949	272.268	467.924	718.757	1.458.949	950.350	(619.181)	331.169	257.473	196.436	(22.938)	184.153	(55.649)	128.504	13.065	141.569
Grupo Enel Perú	Consolidado	551.844	2.562.083	3.113.927	482.477	805.168	1.826.282	3.113.927	1.382.941	(676.173)	706.768	561.494	433.368	(30.553)	413.480	(125.187)	288.293	64.392	352.685

40. HECHOS POSTERIORES

Entre el 1 de octubre de 2020 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados intermedios, no se tiene conocimiento de hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y resultados presentados.

ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

ACTIVOS	30/09/2020									
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
ACTIVOS CORRIENTES										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	1.162	153.836	104	357.704	79.318	52.609	960.573	-	**1.605.306**
Otros activos financieros corrientes	116	-	119.672	-	3.041	-	42.478	213.427	-	**378.734**
Otros activos no financieros corrientes	-	7.468	3.940	4.422	20.315	49.156	26.305	327.912	-	**439.518**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	1.007	37.352	-	288.779	255.135	316.669	1.852.515	-	**2.751.457**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	2.545	518	3.300	589	1.510	122	8.873	-	**17.457**
Inventarios corrientes	-	-	1.164	539	95.552	55.665	37.684	252.859	-	**443.463**
Activos por impuestos corrientes	-	9.454	8.846	-	24	1.974	1.487	46.133	3.053	**70.971**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	**116**	**21.636**	**325.328**	**8.365**	**766.004**	**442.758**	**477.354**	**3.662.292**	**3.053**	**5.706.906**
ACTIVOS NO CORRIENTES										
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	137	-	155	2.372.250	-	**2.372.542**
Otros activos no financieros no corrientes	-	2.980	-	-	22.118	20.894	827	2.201.203	-	**2.248.022**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	61	255.384	-	29.742	-	23.589	213.867	-	**522.643**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	36	122	-	**158**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	2.626	-	-	**2.626**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	-	103.646	63.050	35.246	3.842.855	-	**4.044.797**
Plusvalía	-	-	-	-	16.077	185.023	24.521	661.207	-	**886.828**
Propiedades, Planta y Equipo	-	-	184	-	3.604.140	2.108.897	1.782.404	277.329	-	**7.772.954**
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	7.307	-	**7.307**
Activos por derecho de uso	15	-	-	-	20.744	160.322	147	43.133	-	**224.361**
Activos por impuestos diferidos	-	-	176.116	-	5.071	388	7.386	657.673	-	**846.634**
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	**15**	**3.041**	**431.684**	**-**	**3.801.675**	**2.538.574**	**1.876.937**	**10.276.946**	**-**	**18.928.872**
TOTAL ACTIVOS	**131**	**24.677**	**757.012**	**8.365**	**4.567.679**	**2.981.332**	**2.354.291**	**13.939.238**	**3.053**	**24.635.778**

ACTIVOS	31/12/2019									
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
ACTIVOS CORRIENTES										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	142.875	672.694	83	185.424	188.655	49.848	699.418	-	**1.938.997**
Otros activos financieros corrientes	-	114	1.522	-	3.512	232	-	115.003	-	**120.383**
Otros activos no financieros corrientes	-	3.811	14.021	-	12.941	44.845	33.746	376.798	-	**486.162**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	839	20.699	-	260.132	145.388	385.814	2.691.585	-	**3.504.457**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	2.552	1.209	3.418	678	3.883	237	4.392	-	**16.369**
Inventarios corrientes	-	-	3.095	515	83.152	45.527	27.480	236.470	-	**396.239**
Activos por impuestos corrientes	-	9.146	-	-	120	4.752	18.115	75.188	-	**107.321**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	11.326	-	-	-	-	**11.326**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	**-**	**159.337**	**713.240**	**4.016**	**557.285**	**433.282**	**515.240**	**4.198.854**	**-**	**6.581.254**
ACTIVOS NO CORRIENTES										
Otros activos financieros no corrientes	-	-	3.139	-	171	-	70	3.046.431	-	**3.049.811**
Otros activos no financieros no corrientes	-	3.125	-	-	21.844	16.760	3.354	2.690.807	-	**2.735.890**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	126	79.475	-	42.546	-	229.256	236.554	-	**587.957**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	68	779	-	**847**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	1.978	-	-	**1.978**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	-	125.795	65.292	30.519	5.306.273	-	**5.527.879**
Plusvalía	-	-	524.511	-	5.835	-	4.665	638.032	-	**1.173.043**
Propiedades, Planta y Equipo	-	19	222	-	4.162.275	2.311.459	1.888.301	401.162	-	**8.763.438**
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	10.254	-	**10.254**
Activos por derecho de uso	-	-	19	-	11.988	168.355	18	75.419	-	**255.799**
Activos por impuestos diferidos	-	1.469	-	-	-	3	25.890	1.060.872	-	**1.088.234**
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	**-**	**4.739**	**607.366**	**-**	**4.370.454**	**2.561.869**	**2.184.119**	**13.466.583**	**-**	**23.195.130**
TOTAL ACTIVOS	**-**	**164.076**	**1.320.606**	**4.016**	**4.927.739**	**2.995.151**	**2.699.359**	**17.665.437**	**-**	**29.776.384**

PASIVOS	30/09/2020									
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
PASIVOS CORRIENTES										
Otros pasivos financieros corrientes	6.337	6	1.442.632	-	392.517	86.619	8	517.882	-	**2.446.001**
Pasivos por arrendamientos corrientes	17	-	20.289	9	4.432	10.258	77	16.079	-	**51.161**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	8.982	267.883	13.844	469.917	153.784	448.950	1.731.020	27	**3.094.407**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	8.091	2.357	358.329	1.217	1.766	157	16.452	-	**388.369**
Otras provisiones corrientes	-	-	45.643	-	33.703	11.646	48.581	84.024	-	**223.597**
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	-	85.161	26.132	27.424	4.679	-	**143.396**
Otros pasivos no financieros corrientes	-	116	12.612	-	22.356	24.703	26.098	154.924	50	**240.859**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	**6.354**	**17.195**	**1.791.416**	**372.182**	**1.009.303**	**314.908**	**551.295**	**2.525.060**	**77**	**6.587.790**

	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
PASIVOS NO CORRIENTES										
Otros pasivos financieros no corrientes	6.379	-	760.644	-	1.103.751	367.622	-	1.189.122	-	**3.427.518**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	28.310	356	16.879	15.773	71	34.250	-	**95.639**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	11.152	-	621	658	113.127	1.898.918	-	**2.024.476**
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	54.914	19.923	20.235	653.802	-	**748.874**
Pasivo por impuestos diferidos	-	1.958	-	-	53.135	221.539	278.398	18.662	-	**573.692**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	2.617	1.878	-	103.655	4.396	15.067	1.277.347	-	**1.404.960**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	33.272	-	3.318	22.366	21.126	13.064	-	**93.146**
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**6.379**	**4.575**	**835.256**	**356**	**1.336.273**	**652.277**	**448.024**	**5.085.165**	**-**	**8.368.305**
TOTAL PASIVOS	**12.733**	**21.770**	**2.626.672**	**372.538**	**2.345.576**	**967.185**	**999.319**	**7.610.225**	**77**	**14.956.095**

PASIVOS	31/12/2019									
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
PASIVOS CORRIENTES										
Otros pasivos financieros corrientes	6.227	1	594.317	-	169.525	45.579	84	592.674	-	**1.408.407**
Pasivos por arrendamientos corrientes	11	-	33.751	5	6.004	15.455	7	26.411	-	**81.644**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	62.073	205.848	13.770	433.753	217.115	418.518	2.568.851	117	**3.920.045**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	6.273	211.872	257.476	1.832	1.967	247	14.844	-	**494.511**
Otras provisiones corrientes	-	561	45.458	-	38.297	11.934	44.825	144.973	4	**286.052**
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	-	108.167	13.739	92.080	6.741	-	**220.727**
Otros pasivos no financieros corrientes	-	189	4.445	-	27.521	24.218	40.633	223.731	18	**320.755**
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	3.791	-	-	-	-	**3.791**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	**6.238**	**69.097**	**1.095.691**	**271.251**	**788.890**	**330.007**	**596.394**	**3.578.225**	**139**	**6.735.932**

	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
PASIVOS NO CORRIENTES										
Otros pasivos financieros no corrientes	9.766	-	1.106.962	-	1.404.407	400.395	-	1.860.303	-	**4.781.833**
Pasivos por arrendamientos no corrientes	8	-	18.317	-	6.190	25.300	7	58.803	-	**108.625**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	7	-	997	10.868	152.240	2.171.885	-	**2.335.997**
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	49.659	54.775	23.710	848.183	-	**976.327**
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	-	-	51.332	254.591	311.503	26.428	-	**643.854**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	2.979	-	-	129.507	6.245	14.178	1.683.453	-	**1.836.362**
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	3.563	-	6.318	24.676	54.162	22.549	-	**111.268**
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**9.774**	**2.979**	**1.128.849**	**-**	**1.648.410**	**776.850**	**555.800**	**6.671.604**	**-**	**10.794.266**
TOTAL PASIVOS	**16.012**	**72.076**	**2.224.540**	**271.251**	**2.437.300**	**1.106.857**	**1.152.194**	**10.249.829**	**139**	**17.530.198**

ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	30/09/2020					
	Cartera al día MUS$	Morosidad 1-90 días MUS$	Morosidad 91-180 días MUS$	Morosidad superior a 181 días MUS$	Total Corriente MUS$	Total No Corriente MUS$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	1.412.801	477.036	140.199	837.304	**2.867.340**	**105.670**
Provisión de deterioro	(39.201)	(22.061)	(33.371)	(563.026)	**(657.659)**	**(37.223)**
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	398	-	-	-	**398**	**7.558**
Otras Cuentas por Cobrar bruto	544.653	-	-	-	**544.653**	**446.800**
Provisión de deterioro	(3.275)	-	-	-	**(3.275)**	**(162)**
Total	**1.915.376**	**454.975**	**106.828**	**274.278**	**2.751.457**	**522.643**

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	31/12/2019					
	Cartera al día MUS$	Morosidad 1-90 días MUS$	Morosidad 91-180 días MUS$	Morosidad superior a 181 días MUS$	Total Corriente MUS$	Total No Corriente MUS$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	1.634.722	569.852	121.125	893.346	**3.219.045**	**122.428**
Provisión de deterioro	(6.115)	(18.035)	(25.674)	(592.763)	**(642.587)**	**(22.552)**
Otras Cuentas por Cobrar bruto	1.024.368	-	-	-	**1.024.368**	**494.790**
Provisión de deterioro	(96.369)	-	-	-	**(96.369)**	**(6.709)**
Total	**2.556.606**	**551.817**	**95.451**	**300.583**	**3.504.457**	**587.957**

- Por tipo de cartera:

Tramos de Morosidad	30/09/2020					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto MUS$	Número de clientes	Monto bruto MUS$	Número de clientes	Monto bruto MUS$
Al día	10.161.432	1.350.355	3.927.130	168.116	**14.088.562**	**1.518.471**
Entre 1 y 30 días	8.807.636	280.982	1.178.783	20.140	**9.986.419**	**301.122**
Entre 31 y 60 días	3.271.997	100.824	470.894	12.870	**3.742.891**	**113.694**
Entre 61 y 90 días	2.054.253	51.587	318.761	10.633	**2.373.014**	**62.220**
Entre 91 y 120 días	1.798.705	39.331	279.566	8.530	**2.078.271**	**47.861**
Entre 121 y 150 días	1.761.861	37.104	228.068	7.866	**1.989.929**	**44.970**
Entre 151 y 180 días	1.651.352	39.797	208.246	7.571	**1.859.598**	**47.368**
Entre 181 y 210 días	1.246.650	65.472	185.585	6.669	**1.432.235**	**72.141**
Entre 211 y 250 días	791.514	39.092	253.407	7.047	**1.044.921**	**46.139**
Superior a 251 días	13.785.395	642.182	2.012.626	76.842	**15.798.021**	**719.024**
Total	**45.330.795**	**2.646.726**	**9.063.066**	**326.284**	**54.393.861**	**2.973.010**

Tramos de Morosidad	31/12/2019					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto MUS$	Número de clientes	Monto bruto MUS$	Número de clientes	Monto bruto MUS$
Al día	10.442.984	1.570.017	2.243.270	187.133	**12.686.254**	**1.757.150**
Entre 1 y 30 días	10.554.688	367.028	274.004	19.590	**10.828.692**	**386.618**
Entre 31 y 60 días	2.891.196	113.544	168.392	11.307	**3.059.588**	**124.851**
Entre 61 y 90 días	1.646.411	47.895	145.445	10.488	**1.791.856**	**58.383**
Entre 91 y 120 días	1.298.837	36.572	147.648	10.110	**1.446.485**	**46.682**
Entre 121 y 150 días	1.071.803	29.595	126.358	8.851	**1.198.161**	**38.446**
Entre 151 y 180 días	1.178.308	28.208	116.975	7.789	**1.295.283**	**35.997**
Entre 181 y 210 días	844.830	53.458	109.466	7.522	**954.296**	**60.980**
Entre 211 y 250 días	586.763	38.692	115.965	7.463	**702.728**	**46.155**
Superior a 251 días	12.673.241	702.719	1.560.492	83.492	**14.233.733**	**786.211**
Total	**43.189.061**	**2.987.728**	**5.008.015**	**353.745**	**48.197.076**	**3.341.473**

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30/09/2020		Saldo al 30-09-2019 (No auditado)	
	Número de Clientes	Monto MUS$	Número de Clientes	Monto MUS$
Documentos por cobrar protestados	947.956	202.947	735.685	88.314
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	13.485	51.576	9.211	39.760
Total	**961.441**	**254.523**	**744.896**	**128.074**

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y Castigos	Saldo al	
	30/09/2020 MUS$	31/12/2019 MUS$
Provisión cartera no repactada	160.341	107.628
Provisión cartera repactada	18.792	52.617
Recuperos del período	(292)	(995)
Total	**178.841**	**159.250**

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30/09/2020		31/12/2019	
	Total detalle por tipo de operaciones último trimestre MUS$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual MUS$	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre MUS$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual MUS$
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	377.287	3.399.952	1.261.020	3.887.467
Monto de las operaciones	49.648	178.841	60.327	159.250

ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES
Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Cuentas Comerciales por Cobrar	30/09/2020												
	Cartera al día MUS$	Morosidad 1-30 días MUS$	Morosidad 31-60 días MUS$	Morosidad 61-90 días MUS$	Morosidad 91-120 días MUS$	Morosidad 121-150 días MUS$	Morosidad 151-180 días MUS$	Morosidad 181-210 días MUS$	Morosidad 211-250 días MUS$	Morosidad superior a 251 días MUS$	Morosidad superior a 365 días MUS$	Total Corriente MUS$	Total No Corriente MUS$
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**224.207**	**20.321**	**1.130**	**1.500**	**2.463**	**1.962**	**4.901**	**1.260**	**9.434**	**3.070**	**34.558**	**304.806**	**25.482**
-Grandes Clientes	77.860	19.448	56	-	823	1.098	3.157	100	-	2.971	3	105.516	25.464
-Clientes Institucionales	76.287	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.287	-
-Otros	70.060	873	1.074	1.500	1.640	864	1.744	1.160	9.434	99	34.555	123.003	18
Provisión Deterioro	(590)	(6)	(1)	-	(2)	(2)	(196)	(168)	-	(2.970)	(2.226)	(6.161)	(25.464)
Servicios no facturados	143.314	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	143.314	-
Servicios facturados	80.893	20.321	1.130	1.500	2.463	1.962	4.901	1.260	9.434	3.070	34.558	161.492	25.482
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**1.188.594**	**280.801**	**112.564**	**60.720**	**45.398**	**43.008**	**42.467**	**70.881**	**36.705**	**90.342**	**591.054**	**2.562.534**	**80.188**
-Clientes Masivos	748.287	213.863	85.933	42.720	30.732	26.472	26.926	51.035	24.727	59.747	397.184	1.707.626	51.997
-Grandes Clientes	329.108	46.437	16.298	11.560	9.149	8.604	10.551	15.688	7.305	17.318	127.988	600.006	10.093
-Clientes Institucionales	111.199	20.501	10.333	6.440	5.517	7.932	4.990	4.158	4.673	13.277	65.882	254.902	18.098
Provisión Deterioro	(38.611)	(3.260)	(9.235)	(9.559)	(8.390)	(11.917)	(12.864)	(38.354)	(21.746)	(50.273)	(447.289)	(651.498)	(11.759)
Servicios no facturados	548.581	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	548.581	508
Servicios facturados	640.013	280.801	112.564	60.720	45.398	43.008	42.467	70.881	36.705	90.342	591.054	2.013.953	79.680
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.412.801	301.122	113.694	62.220	47.861	44.970	47.368	72.141	46.139	93.412	625.612	**2.867.340**	**105.670**
Total Provisión Deterioro	(39.201)	(3.266)	(9.236)	(9.559)	(8.392)	(11.919)	(13.060)	(38.522)	(21.746)	(53.243)	(449.515)	**(657.659)**	**(37.223)**
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.373.600	297.856	104.458	52.661	39.469	33.051	34.308	33.619	24.393	40.169	176.097	**2.209.681**	**68.447**

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas subsidiarias de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las subsidiarias utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Cuentas Comerciales por Cobrar	31/12/2019												
	Cartera al día MUS$	Morosidad 1-30 días MUS$	Morosidad 31-60 días MUS$	Morosidad 61-90 días MUS$	Morosidad 91-120 días MUS$	Morosidad 121-150 días MUS$	Morosidad 151-180 días MUS$	Morosidad 181-210 días MUS$	Morosidad 211-250 días MUS$	Morosidad superior a 251 días MUS$	Morosidad superior a 365 días MUS$	Total Corriente MUS$	Total No Corriente MUS$
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**343.351**	**17.089**	**8.196**	**184**	**856**	**32**	**47**	**89**	**629**	**6.354**	**44.283**	**421.110**	**90**
-Grandes Clientes	88.188	16.659	7.975	30	42	28	42	-	2	2.973	5	115.944	9
-Clientes Institucionales	138.566	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	138.566	-
-Otros	116.597	430	221	154	814	4	5	89	627	3.381	44.278	166.600	81
Provisión Deterioro	5.124	(16)	(178)	(30)	(42)	(28)	(39)	-	(2)	(2.973)	(11.586)	(9.770)	-
Servicios no facturados	212.248	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	212.248	-
Servicios facturados	131.103	17.089	8.196	184	856	32	47	89	629	6.354	44.283	208.862	89
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**1.291.371**	**369.529**	**116.655**	**58.199**	**45.826**	**38.414**	**35.950**	**60.891**	**45.526**	**97.339**	**638.235**	**2.797.935**	**122.338**
-Clientes Masivos	721.018	258.671	87.270	39.214	31.694	25.209	25.146	47.492	31.098	63.599	451.530	1.781.941	34.580
-Grandes Clientes	415.100	76.194	16.643	8.992	7.701	5.947	4.194	7.462	5.329	18.712	118.248	684.522	15.956
-Clientes Institucionales	155.253	34.664	12.742	9.993	6.431	7.258	6.610	5.937	9.099	15.028	68.457	331.472	71.802
Provisión Deterioro	(11.239)	(3.769)	(7.136)	(6.906)	(7.310)	(8.266)	(9.989)	(40.989)	(25.358)	(54.280)	(457.575)	(632.817)	(22.552)
Servicios no facturados	554.064	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	554.064	-
Servicios facturados	737.307	369.529	116.655	58.199	45.826	38.414	35.950	60.891	45.526	97.339	638.235	2.243.871	122.338
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.634.722	386.618	124.851	58.383	46.682	38.446	35.997	60.980	46.155	103.693	682.518	3.219.045	122.428
Total Provisión Deterioro	(6.115)	(3.785)	(7.314)	(6.936)	(7.352)	(8.294)	(10.028)	(40.989)	(25.360)	(57.253)	(469.161)	(642.587)	(22.552)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.628.607	382.833	117.537	51.447	39.330	30.152	25.969	19.991	20.795	46.440	213.357	2.576.458	99.876

- Por tipo de cartera:

Tipos de Cartera	30/09/2020												
	Cartera al día MUS$	Morosidad 1-30 días MUS$	Morosidad 31-60 días MUS$	Morosidad 61-90 días MUS$	Morosidad 91-120 días MUS$	Morosidad 121-150 días MUS$	Morosidad 151-180 días MUS$	Morosidad 181-210 días MUS$	Morosidad 211-250 días MUS$	Morosidad superior a 251 días MUS$	Morosidad superior a 365 días MUS$	Total Corriente MUS$	Total No Corriente MUS$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN													
Cartera no repactada	**224.207**	**20.321**	**1.130**	**1.500**	**2.463**	**1.962**	**4.901**	**1.260**	**9.434**	**37.628**	**-**	**304.806**	**25.482**
-Grandes Clientes	77.863	19.448	56	-	823	1.098	3.157	100	-	2.974	-	105.519	25.464
-Clientes Institucionales	76.287	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.287	-
-Otros	70.057	873	1.074	1.500	1.640	864	1.744	1.160	9.434	34.654	-	123.000	18
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	**1.072.137**	**260.661**	**99.694**	**50.087**	**36.868**	**35.142**	**34.896**	**64.212**	**29.658**	**604.554**	**-**	**2.287.909**	**28.529**
-Clientes Masivos	666.348	199.247	77.001	35.944	24.754	21.444	22.047	46.341	19.908	406.323	-	1.519.357	24.218
-Grandes Clientes	301.594	43.060	13.982	8.840	7.669	6.958	8.945	14.509	6.329	132.026	-	543.912	4.121
-Clientes Institucionales	104.195	18.354	8.711	5.303	4.445	6.740	3.904	3.362	3.421	66.205	-	224.640	190
Cartera repactada	**116.457**	**20.140**	**12.870**	**10.633**	**8.530**	**7.866**	**7.571**	**6.669**	**7.047**	**76.842**	**-**	**274.625**	**51.659**
-Clientes Masivos	81.935	14.616	8.932	6.775	5.979	5.027	4.879	4.694	4.819	50.608	-	188.264	26.395
-Grandes Clientes	27.518	3.376	2.316	2.721	1.480	1.647	1.606	1.179	976	13.280	-	56.099	6.957
-Clientes Institucionales	7.004	2.148	1.622	1.137	1.071	1.192	1.086	796	1.252	12.954	-	30.262	18.307
Total cartera bruta	**1.412.801**	**301.122**	**113.694**	**62.220**	**47.861**	**44.970**	**47.368**	**72.141**	**46.139**	**719.024**	**-**	**2.867.340**	**105.670**

Tipos de Cartera	31/12/2019												
	Cartera al día MUS$	Morosidad 1-30 días MUS$	Morosidad 31-60 días MUS$	Morosidad 61-90 días MUS$	Morosidad 91-120 días MUS$	Morosidad 121-150 días MUS$	Morosidad 151-180 días MUS$	Morosidad 181-210 días MUS$	Morosidad 211-250 días MUS$	Morosidad superior a 251 días MUS$	Morosidad superior a 365 días MUS$	Total Corriente MUS$	Total No Corriente MUS$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN													
Cartera no repactada	**291.263**	**17.089**	**8.196**	**184**	**856**	**32**	**47**	**89**	**629**	**50.592**	**-**	**368.977**	**82**
-Grandes Clientes	88.188	16.659	7.975	30	42	28	41	-	2	2.978	-	115.943	-
-Clientes Institucionales	96.283	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	96.283	-
-Otros	106.792	430	221	154	814	4	6	89	627	47.614	-	156.751	82
Cartera repactada	**52.088**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**45**	**-**	**52.133**	**8**
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8
-Clientes Institucionales	42.283	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42.283	-
-Otros	9.805	-	-	-	-	-	-	-	-	45	-	9.850	-
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	**1.216.141**	**349.939**	**105.348**	**47.711**	**35.716**	**29.563**	**28.161**	**53.369**	**38.063**	**652.127**	**-**	**2.556.138**	**62.531**
-Clientes Masivos	676.406	244.837	78.862	32.485	25.178	19.480	19.818	42.643	26.041	460.446	-	1.626.196	9.309
-Grandes Clientes	402.342	73.848	15.150	7.146	5.982	4.874	3.200	6.532	4.586	124.871	-	648.531	8.111
-Clientes Institucionales	137.393	31.254	11.336	8.080	4.556	5.209	5.143	4.194	7.436	66.810	-	281.411	45.111
Cartera repactada	**75.230**	**19.590**	**11.307**	**10.488**	**10.110**	**8.851**	**7.789**	**7.522**	**7.463**	**83.447**	**-**	**241.797**	**59.807**
-Clientes Masivos	44.612	13.834	8.409	6.730	6.516	5.730	5.328	4.849	5.055	54.682	-	155.745	25.271
-Grandes Clientes	12.758	2.346	1.492	1.845	1.719	1.072	994	930	744	12.089	-	35.989	7.845
-Clientes Institucionales	17.860	3.410	1.406	1.913	1.875	2.049	1.467	1.743	1.664	16.676	-	50.063	26.691
Total cartera bruta	**1.634.722**	**386.618**	**124.851**	**58.383**	**46.682**	**38.446**	**35.997**	**60.980**	**46.155**	**786.211**	**-**	**3.219.045**	**122.428**

ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

País	COLOMBIA				PERÚ				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
	30/09/2020		31/12/2019		30/09/2020		31/12/2019		30/09/2020		31/12/2019		30/09/2020		31/12/2019		30/09/2020		31/12/2019	
BALANCE	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.823	17	2.452	15	5.823	17	2.452	15
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	130.705	10.119	131.740	8.820	54.670	11.073	62.526	12.538	80.740	-	110.830	-	308.463	2.520	475.319	6.531	574.578	23.712	780.415	27.889
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por no cobrar no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Activo Estimado	**130.705**	**10.119**	**131.740**	**8.820**	**54.670**	**11.073**	**62.526**	**12.538**	**80.740**	**-**	**110.830**	**0**	**314.286**	**2.537**	**477.771**	**6.546**	**580.401**	**23.729**	**782.867**	**27.904**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	617	-	763	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.697	147	12.957	519	15.314	147	13.720	519
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	33.990	11.249	43.633	13.176	34.937	9.020	37.502	11.837	47.080	-	55.194	-	481.385	10.071	697.292	159.478	597.392	30.340	833.621	184.491
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pasivo Estimado	**34.607**	**11.249**	**44.396**	**13.176**	**34.937**	**9.020**	**37.502**	**11.837**	**47.080**	**-**	**55.194**	**-**	**496.082**	**10.218**	**710.249**	**159.997**	**612.706**	**30.487**	**847.341**	**185.010**

	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
RESULTADO	30/09/2020		30-09-2019 (No auditado)		30/09/2020		30-09-2019 (No auditado)		30/09/2020		30-09-2019 (No auditado)		30/09/2020		30-09-2019 (No auditado)		30/09/2020		30-09-2019 (No auditado)	
	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$
Ventas de Energía	134.569	10.263	155.771	8.688	56.853	11.515	57.848	12.295	88.637	-	137.819	-	351.134	2.971	584.493	6.279	631.193	24.749	935.931	27.262
Compras de Energía	35.124	11.635	43.490	12.123	36.333	9.379	37.036	11.786	47.077	-	59.264	-	553.868	11.334	674.010	152.100	672.402	32.348	813.800	176.009

ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

Proveedores con pagos al día	Saldo al 30/09/2020				Saldo al 31/12/2019			
	Bienes MUS$	Servicios MUS$	Otros MUS$	Total MUS$	Bienes MUS$	Servicios MUS$	Otros MUS$	Total MUS$
Hasta 30 días	9.153	394.321	658.465	**1.061.939**	181.353	424.827	1.108.119	**1.714.299**
Entre 31 y 60 días	4.539	257.687	57.770	**319.996**	51.522	167.440	83.664	**302.626**
Entre 61 y 90 días	24.610	41.035	9.203	**74.848**	6.192	24.320	3.071	**33.583**
Entre 91 y 120 días	286	16.984	5.549	**22.819**	1.088	10.437	3.375	**14.900**
Entre 121 y 365 días	7.202	13.264	142.667	**163.133**	10.394	5.528	98.859	**114.781**
Más de 365 días	2.037	3.396	109.074	**114.507**	-	4.318	167.190	**171.508**
Total	**47.827**	**726.687**	**982.728**	**1.757.242**	**250.549**	**636.870**	**1.464.278**	**2.351.697**

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al 30/09/2020				Saldo al 31/12/2019			
	Bienes MUS$	Servicios MUS$	Otros MUS$	Total MUS$	Bienes MUS$	Servicios MUS$	Otros MUS$	Total MUS$
Hasta 30 días	1.480	24.759	35.391	**61.630**	2.209	70.595	-	**72.804**
Entre 31 y 60 días	-	-	27.600	**27.600**	-	-	-	**-**
Entre 61 y 90 días	-	-	8.771	**8.771**	-	-	-	**-**
Entre 91 y 120 días	-	-	13.326	**13.326**	-	-	-	**-**
Entre 121 y 365 días	-	-	88.809	**88.809**	-	-	-	**-**
Más de 365 días	-	-	103	**103**	-	272	-	**272**
Total	**1.480**	**24.759**	**174.000**	**200.239**	**2.209**	**70.867**	**-**	**73.076**

Detalle de Proveedores	Saldo al 30/09/2020				Saldo al 31/12/2019			
	Bienes MUS$	Servicios MUS$	Otros MUS$	Total MUS$	Bienes MUS$	Servicios MUS$	Otros MUS$	Total MUS$
Proveedores por compra de energía	756	99.064	978.622	**1.078.442**	92.284	59.014	1.253.815	**1.405.113**
Proveedores por compra de combustibles y gas	-	17.735	-	**17.735**	19.102	7.834	-	**26.936**
Compra de Activos	8.972	25.419	17.335	**51.726**	16.670	381	10.868	**27.919**
Cuentas por pagar bienes y servicios	39.579	609.228	160.771	**809.578**	124.702	640.508	199.595	**964.805**
Total	**49.307**	**751.446**	**1.156.728**	**1.957.481**	**252.758**	**707.737**	**1.464.278**	**2.424.773**