

ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS
CONSOLIDADOS CONDENSADOS

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (antes Emgesa S.A.
E.S.P. y su filial)**

Al 31 de marzo y por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2022.

(Con cifras comparativas al 31 de diciembre de 2021 y por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2021)

(Información no auditada con el Informe del Revisor Fiscal)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Estado de Situación Financiera Intermedio Consolidado Condensado
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2021)
(En miles de pesos)

	Nota	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
ACTIVO			
<i>Activo Corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	2.020.350.242	213.701.458
Otros activos financieros	5	65.493.199	12.765.018
Otros activos no financieros	6	209.343.200	33.969.267
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	1.701.522.451	292.469.954
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	1.190.629.347	18.351.128
Inventarios, neto	9	360.874.662	94.157.639
Activos mantenidos para la venta	10	2.117.940	-
Activos por impuestos de renta	11	9.393.214	2.443.847
Total activo corriente		5.559.724.255	667.858.311
<i>Activo No Corriente:</i>			
Otros activos financieros no corrientes	5	666.816.612	481.721
Otros activos no financieros no corrientes	6	128.042.810	28.364.465
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7	77.256.496	15.494.296
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	12	1.240.195.826	186.628.205
Propiedades, planta y equipo, neto	13	19.680.059.375	8.137.849.765
Plusvalía	14	105.755.014	-
Activos por impuestos diferidos	15	11.544.155	2.175
Total activo no corriente		\$ 21.909.670.288	\$ 8.368.820.627
Total Activo		\$ 27.469.394.543	\$ 9.036.678.938
Pasivo y patrimonio			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros corrientes	16	2.191.149.126	632.995.321
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	17	1.652.200.360	300.189.124
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	3.703.911.171	45.442.837
Otras provisiones corrientes	18	163.887.434	79.148.948
Pasivos por impuestos corrientes	19	476.601.613	276.650.021
Otros pasivos no financieros corrientes	20	259.355.002	145.456.539
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	21	115.953.066	39.827.607
Total pasivo corriente		8.563.057.772	1.519.710.397
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros no corrientes	16	4.629.658.609	1.771.817.266
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	362.230.904	-
Otras provisiones no corrientes	18	279.934.831	249.309.459
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	21	318.794.371	76.236.137
Pasivo por impuestos diferidos	15	613.275.380	317.707.109
Total pasivo no corriente		6.203.894.095	2.415.069.971
Total pasivo		\$ 14.766.951.867	\$ 3.934.780.368

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Estado de Situación Financiera Intermedio Consolidado Condensado
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2021)
 (En miles de pesos)

Patrimonio			
Capital emitido	22	\$ 655.222.313	\$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Otras reservas		1.882.254.998	542.975.682
Primas por fusión		5.448.823.679	-
Costos de capital		(6.508.367)	-
Otro resultado integral (ORI)		(50.542.471)	(18.019.694)
<i>Utilidad del periodo</i>		583.160.453	1.712.321.388
<i>Utilidades retenidas</i>		392.697.042	615.482.071
<i>Pérdidas retenidas</i>		(258.367.060)	-
<i>Utilidad por efecto de conversión a NIIF</i>		3.267.493.838	1.480.629.747
<i>Efecto patrimonial combinación de negocios</i>		(263.850.751)	-
Ganancias acumuladas		3.721.133.522	3.808.433.206
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		\$ 11.763.639.490	5.101.867.323
Participación no controladoras		938.803.186	31.247
Total Patrimonio		\$ 12.702.442.676	\$ 5.101.898.570
Total pasivo y patrimonio		\$ 27.469.394.543	\$ 9.036.678.938

Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios consolidados condensados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios consolidados condensados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.



Firmado por LUCIO RUBIO DIAZ

Lucio Rubio Díaz
Representante Legal



Firmado por ALBA LUCIA SALCEDO RUEDA

Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



Sandra Marcela Barragán Cellamén
Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 177728-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 13 de mayo de 2022)

Inte por FANNY AZUCENA MARTINEZ SAB

Robado por LUZ DARY SARRIENTO QUINTE

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Estado de Resultados Intermedio, por Naturaleza, Consolidado Condensado
(Con cifras comparativas por los periodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2021)
 (En miles de pesos, excepto la utilidad por acción)

	Nota	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2022	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2021
Ingresos de actividades ordinarias	23	\$ 1.953.518.671	\$ 1.013.887.307
Otros ingresos de explotación	23	17.622.186	18.964.039
Total ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de explotación		1.971.140.857	1.032.851.346
Aprovisionamientos y servicios	24	(738.144.016)	(334.756.394)
Margen de contribución		\$ 1.232.996.841	\$ 698.094.952
Trabajos para el inmovilizado		11.713.970	2.036.899
Gastos de personal		(58.635.811)	(25.846.511)
Otros gastos fijos de explotación		(75.617.158)	(31.968.750)
Resultado bruto de explotación		1.110.457.842	642.316.590
Depreciaciones y amortizaciones		(119.129.989)	(60.653.314)
Pérdidas por deterioro		(11.503.947)	153.969
Resultado de explotación		979.823.906	581.817.245
Ingresos financieros		13.470.284	3.144.662
Gastos financieros	25	(93.272.511)	(32.836.254)
Diferencias en Cambio		6.042.921	(2.562.432)
Resultado financiero, neto		(73.759.306)	(32.254.024)
Resultado de otras inversiones			
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación		-	756.426
Resultados en venta y disposición de activos	26	(133.336)	(271.595)
Resultados antes de impuestos		905.931.264	550.048.052
Gasto por impuestos a las ganancias		(312.175.382)	(156.247.360)
Utilidad del periodo		\$ 593.755.882	\$ 393.800.692
Utilidad atribuible:			
A los accionistas		583.160.453	393.800.686
Participación no controlada		10.595.429	6
Utilidad del periodo		\$ 593.755.882	\$ 393.800.692
Utilidad por acción básica			
Utilidad por acción básica		3.916,08	2.629,93
Número de acciones ordinarias en circulación		148.914.162	148.914.162

Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios consolidados condensados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios consolidados condensados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.


 Firmado por LUCIO RUBIO DIAZ
 Lucio Rubio Díaz
 Representante Legal


 Firmado por ALBA LUCIA SALCEDO RUEDA
 Alba Lucia Salcedo Rueda
 Contador Público
 Tarjeta Profesional 40562-T


 Sandra Marcela Barragán Cellamén
 Revisor Fiscal
 Tarjeta Profesional 177728-T
 Miembro de KPMG S.A.S.
 (Véase mi informe del 13 de mayo de 2022)

leto por FANNY AZUCENA MARTINEZ SAB

robado por LUZ DARY SARMIENTO QUINTE

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Estado del Otro Resultado Integral Intermedio Consolidado Condensado
(Cifras comparativas por los periodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2021)
(En miles de pesos)


	Periodo de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2022	Periodo de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2021
Utilidad del Periodo	\$ 593.755.882	\$ 393.800.692
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
(Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	(164.441)	(10.591)
Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	11.293.283	-
Conversión Método de Participación	(156.255.656)	-
Efecto Fusión Enel Colombia - (Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	(28.741)	-
Efecto Fusión Enel Colombia - (Pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(79.996.689)	-
Efecto Fusión Enel Colombia - Efecto Conversión Moneda Presentación	268.764.068	-
Otro resultado del periodo, antes de impuestos	\$ 43.611.824	\$ (10.591)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
(Pérdidas) Ganancias por coberturas de flujos de efectivo	(86.868.694)	2.949.805
Efecto Fusión Enel Colombia - Ganancias por coberturas de flujos de efectivo	171.902.542	-
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	85.033.848	2.949.805
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		
Efecto Fusión Enel Colombia – Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	15.281.807	-
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	15.281.807	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	18.571.308	(914.915)
Impuestos a las ganancias relativos a dividendos gravados	(148.695.123)	-
Efecto Fusión Enel Colombia - Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	(46.326.441)	-
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo	(176.450.256)	(914.915)
Total otro resultado integral	(32.522.777)	2.024.299
Resultado integral total	\$ 561.233.105	\$ 395.824.991
Resultado integral atribuible:		
A los accionistas	550.637.676	395.824.985
Participación no controlada	10.595.429	6
Resultado integral del periodo	\$ 561.233.105	\$ 395.824.991

Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios consolidados condensados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios consolidados condensados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.


 Firmado por LUCIO RUBIO DIAZ
Lucio Rubio Díaz
 Representante Legal


 Firmado por ALBA LUCIA SALCEDO RUEDA
Alba Lucia Salcedo Rueda
 Contador Público
 Tarjeta Profesional 40562-T


Sandra Marcela Barragán Cellamén
 Revisor Físcal
 Tarjeta Profesional 177728-T
 Miembro de KPMG S.A.S.
 (Véase mi informe del 13 de mayo de 2022)

isto por FANNY ADOCEÑA MARTINEZ S&B

robado por LUZ DARY SARMIENTO QUINTE

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Estado de Cambios en el Patrimonio Intermedio Consolidado Condensado
(Cifras comparativas por el periodo de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2021)
(En miles de pesos)


	Otras reservas								Otro resultado integral								
	Capital emitido	Costos de capital	Prima de emisión	Prima por fusión	Reserva Legal	Reserva Estatutaria	Reserva Ocasional	Otras reservas	Total Reservas	Ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura de flujo de efectivo	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Efecto en conversión	Total Otro resultado integral	Ganancias acumuladas	Total Patrimonio	Participación es no controladoras	Total Patrimonio
Patrimonio inicial al 01 de enero de 2021	\$655.222.313	\$ -	\$113.255.816	\$ -	\$327.611.157	\$178.127	\$223.904.394	\$ -	\$551.693.678	\$(419.514)	\$(30.746.399)	-	\$(31.165.913)	\$3.867.187.215	\$5.156.193.109	\$31.235	\$5.156.224.344
Cambios en el patrimonio																	
Resultado integral																	
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	393.800.686	393.800.686	6	393.800.692
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.024.299	-	-	2.024.299	-	2.024.299	-	2.024.299
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.024.299	-	-	2.024.299	393.800.686	395.824.985	6	395.824.991
Dividendos reconocidos como distribuciones a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.163.554.895)	(1.163.554.895)	-	(1.163.554.895)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	(8.717.996)	-	(8.717.996)	-	-	-	-	7.961.572	(756.424)	(2)	(756.426)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(8.717.996)	-	(8.717.996)	2.024.299	-	-	2.024.299	(761.792.637)	(768.486.334)	4	(768.486.330)
Patrimonio final al 31 de marzo de 2021	\$655.222.313	\$ -	\$113.255.816	\$ -	\$327.611.157	\$178.127	\$215.186.398	\$ -	\$542.975.682	\$1.604.785	\$(30.746.399)	-	\$(29.141.614)	\$3.105.394.578	\$4.387.706.775	\$31.239	\$4.387.738.014
Patrimonio inicial al 01 de enero de 2022	\$655.222.313	\$ -	\$113.255.816	\$ -	\$327.611.157	\$178.127	\$215.186.398	\$ -	\$542.975.682	\$2.417.587	\$(20.437.281)	\$ -	\$(18.019.694)	\$3.808.433.206	\$5.101.867.323	\$31.247	\$5.101.898.570
Cambios en el patrimonio																	
Resultado integral																	
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	583.160.453	583.160.453	10.595.429	593.755.882
Incrementos (disminuciones) fusión Enel Colombia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120.333.055	(64.714.881)	273.978.372	329.596.546	-	329.596.546	-	329.596.546
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(217.156.950)	11.293.283	(156.255.656)	(362.119.323)	-	(362.119.323)	-	(362.119.323)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(96.823.895)	(53.421.598)	117.722.716	(32.522.777)	583.160.453	550.637.676	10.595.429	561.233.105
Dividendos reconocidos como distribuciones a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.476.239.985)	(3.476.239.985)	-	(3.476.239.985)
Incrementos (disminuciones) fusión Enel Colombia	3.156.474.157	(6.508.367)	77.639.163	5.448.823.679	26.454.481	-	189.950.866	1.188.254.497	1.404.659.844	-	-	-	-	2.782.601.540	12.863.690.016	928.176.510	13.791.866.526
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	(3.156.474.157)	-	(77.639.163)	-	-	-	(23.178.308)	(42.202.220)	(65.380.528)	-	-	-	-	23.178.308	(3.276.315.540)	-	(3.276.315.540)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	(6.508.367)	-	5.448.823.679	26.454.481	-	166.772.558	1.146.052.277	1.339.279.316	(96.823.895)	(53.421.598)	117.722.716	(32.522.777)	(87.299.684)	6.661.772.167	938.771.939	7.600.544.106
Patrimonio final al 31 de marzo de 2022	\$655.222.313	\$(6.508.367)	\$113.255.816	\$5.448.823.679	\$354.065.638	\$178.127	\$381.958.956	\$1.146.052.277	\$1.882.254.998	\$(94.406.308)	\$(73.858.879)	\$117.722.716	\$(50.542.471)	\$3.721.133.522	\$11.763.639.490	\$938.803.186	\$12.702.442.676

Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios consolidados condensados.

Los suscritos Representante Legal y Contador Público certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios consolidados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.


 Firmado por LUCIO RUBIO DIAZ
 Lucio Rubio Díaz
 Representante Legal


 Firmado por ALBA LUCIA SALCEDO RUEDA
 Alba Lucia Salcedo Rueda
 Contador Público
 Tarjeta Profesional 40562-T


 Sandra Marcela Barragán Cellamén
 Revisor Fiscal
 Tarjeta Profesional 177728-T
 Miembro de KPMG S.A.S.
 (Véase mi informe del 13 de mayo de 2022)

robado por LUZ DARY SARMIENTO QUINTE

isto por FANNY AZUCENA MARTINEZ SAB

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Estado de Flujos de Efectivo, Método Directo, Intermedio Consolidado Condensado
(Cifras comparativas por el periodo de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2021)
(En miles de pesos)


	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2022	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2021
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
<i>Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios</i>	\$ 2.092.375.485	\$ 1.053.192.574
<i>Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias</i>	25.956.361	15.874.447
<i>Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas</i>	18.493.372	
<i>Otros cobros por actividades de operación</i>	233.058.352	
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:		
<i>Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios</i>	(1.079.164.402)	(393.408.598)
<i>Pagos y/o por cuenta de los empleados</i>	(39.773.582)	(25.012.467)
<i>Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas</i>	(33.274.957)	(24.298.827)
<i>Otros pagos por actividades de operación</i>	(56.367.718)	(4.074.520)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	1.161.302.911	622.272.609
Intereses recibidos	194.174	
Impuestos a las ganancias pagados	(210.911.249)	(117.232.036)
Otras salidas de efectivo	(17.503.398)	(23.072.240)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	933.082.438	481.968.333
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión:		
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	37.684.960	-
Compra de propiedades, planta y equipo	(110.582.443)	(91.407.184)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	(73.371)	-
Cobros a entidades relacionadas	112.442.829	-
Intereses recibidos Actividades Inversión	3.215.077	1.663.703
Otras entradas (salidas) de efectivo	380.008.261	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	422.695.313	(89.743.481)
Flujos de efectivo procedentes de (Utilizados en) actividades de financiación:		
Importes procedentes de préstamos	235.639.950	300.000.000
Préstamos a entidades relacionadas	519.768	45.000.000
Pago de préstamos	(248.634.542)	(736.760.000)
Dividendos pagados accionistas	-	(204.957.249)
Intereses pagados financiación	(87.006.902)	(94.968.377)
Intereses pagados por arrendamientos operativos (NIIF16)	(1.496.273)	-
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	-	(26.963)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF 16)	(1.428.240)	(1.543.377)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	(519.857)	(45.000.000)
Otras salidas de efectivo financiación	(25.220.869)	(2.396.524)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(128.146.965)	(740.652.490)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	1.227.630.786	(348.427.638)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	213.701.458	821.190.708
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo producto de la fusión	579.017.998	-
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	\$ 2.020.350.242	\$ 472.763.070

Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios consolidados condensados.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios consolidados condensados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañías que integran el Grupo.


Firmado por LUCIO RUBIO DIAZ
Lucio Rubio Diaz
Representante Legal


Firmado por ALBA LUCIA SALCEDO RUEDA
Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Sandra Marcela Barragán Cellamén
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 177728-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 11 de mayo de 2022)



INFORME DEL REVISOR FISCAL SOBRE LA REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA INTERMEDIA

Señores Accionistas
Enel Colombia S.A. E.S.P.:

Introducción

He revisado la información financiera intermedia condensada consolidada que se adjunta, al 31 de marzo de 2022 de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus Filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial) (el Grupo), la cual comprende:

- El estado de situación financiera intermedio consolidado condensado al 31 de marzo de 2022;
- El estado de resultados intermedio consolidado condensado y el estado del otro resultado integral intermedio consolidado condensado, por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2022;
- El estado de cambios en el patrimonio intermedio consolidado condensado por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2022;
- El estado de flujos de efectivo intermedio consolidado condensado por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2022; y
- Las notas a la información financiera intermedia.

La administración es responsable por la preparación y presentación de esta información financiera intermedia condensada consolidada de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia. Mi responsabilidad consiste en expresar una conclusión sobre esta información financiera intermedia condensada consolidada, basada en mi revisión.

Alcance de la revisión

He realizado mi revisión de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410 “Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad”, incluida en las Normas de Aseguramiento de la Información aceptadas en Colombia. Una revisión de información financiera intermedia consiste en hacer indagaciones, principalmente con las personas responsables de los asuntos financieros y contables, y la aplicación de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de una revisión es sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con Normas

Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia y, por consiguiente, no me permite obtener seguridad de haber conocido todos los asuntos significativos que hubiera podido identificar en una auditoría. Por lo tanto, no expreso una opinión de auditoría.

Conclusión

Basada en mi revisión, nada ha llamado mi atención que me haga suponer que la información financiera intermedia condensada consolidada al 31 de marzo de 2022 que se adjunta no ha sido preparada, en todos los aspectos de importancia material, de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia.



Sandra Marcela Barragán Cellamén
Revisor Fiscal de Enel Colombia S.A. E.S.P.
(antes Emgesa S.A. E.S.P.)
T.P 177728 - T
Miembro de KPMG S.A.S.

13 de mayo de 2022

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
Índice

1.	Información General.....	9
1.1	Ente económico	9
1.2	Comercialización de Gas	19
1.3	Fusión Emgesa S.A. E.S.P., Codensa S.A. E.S.P, Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y ESSA 2 SpA (Enel Green Power Panamá, Enel Green Power Guatemala, Enel Green Power Costa Rica).....	20
1.4	Marco legal y regulatorio.....	27
4.	Efectivo y equivalentes de efectivo, neto	73
5.	Otros activos financieros, neto	75
6.	Otros activos no financieros, neto	78
7.	Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.....	79
8.	Saldos y transacciones con partes relacionadas.....	82
9.	Inventarios, neto	88
10.	Activos no corrientes mantenidos para la venta	89
11.	Activos por impuesto sobre la renta	90
12.	Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto.....	90
13.	Propiedades, Planta y Equipo, neto	93
14.	Plusvalía	98
15.	Impuestos diferidos, neto	98
16.	Pasivos financieros	103
17.	Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	108
18.	Provisiones	109
19.	Pasivos por impuestos corrientes	120
20.	Otros pasivos no financieros.....	124
21.	Provisiones por beneficios a los empleados.....	124
22.	Patrimonio.....	129
23.	Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de explotación	131
24.	Aprovisionamientos y servicios	134
25.	Gastos financieros	135
26.	Resultado en venta de activos	136
27.	Sanciones	136
28.	Contingencias	139
29.	Mercado de derivados energéticos.....	151
30.	Información sobre valores razonables	151
31.	Categorías de activos financieros y pasivos financieros	152
32.	Segmentos de Operación.....	152
33.	Temas relevantes.....	155
34.	Reclasificación en los Estados Financieros	158
35.	Eventos subsecuentes.....	158

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

1. Información General

1.1 Ente económico

Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. ESP) - en adelante "El Grupo"- es una sociedad anónima comercial constituida de acuerdo con las leyes colombianas como una empresa de servicios públicos, regulada por la Ley 142 y 143 de 1994; es de origen colombiano, tiene su domicilio y oficinas principales en la carrera 11 No. 82-76, Bogotá D.C. Su término de duración es indefinido.

Fue constituida mediante escritura pública No.003480 de la Notaría 18 de Bogotá D.C. del 15 de octubre de 1980 e inscrita ante la Cámara de Comercio el 17 de agosto de 2007 bajo el número 01151755 del libro IX, matrícula mercantil No. 01730333.

A través de la Escritura Pública No. 562 otorgada el del 1 de marzo de 2022 de la Notaría 11 del Círculo de Bogotá inscrita en el Registro Público administrado por la Cámara de Comercio de Bogotá bajo el número 02798609 del 1 de marzo de 2022 del libro IX, Enel Colombia S.A E.S.P. absorbió mediante fusión a Codensa S.A. ESP, Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP y ESSA2 SpA, adquiriendo todos los bienes y derechos de las sociedades absorbidas y asumiendo todos sus pasivos y obligaciones; así mismo modificó su razón social pasando de Emgesa S.A. ESP a Enel Colombia S.A. ESP.

La composición accionaria de Enel Colombia S.A ESP a corte de 31 de marzo de 2022 es:

Accionista	No. de Acciones	% de Participación
Enel Américas, S.A.	85.394.808	57,345%
Grupo Energía de Bogotá S.A E.S.P.	63.311.437	42,515%
Otros accionistas minoritarios	207.917	0,140%
TOTAL	148.914.162	100%

Enel Colombia S.A. E.S.P. es filial de Enel Américas S.A., entidad controlada en su porción mayoritaria por Enel S.P.A. (en adelante, Enel).

La situación de Grupo Empresarial inscrita en el registro mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá fue actualizada mediante la inscripción de documento privado del 10 de marzo de 2022, inscrito el 25 de marzo de 2022 bajo el No. 02807497, por medio del cual la sociedad extranjera ENEL SPA (Matriz) comunica que ejerce Situación de Control y que se configura Grupo Empresarial de manera directa sobre la sociedad ENEL AMERICAS S.A. (Filial) quien a su vez ejerce control de manera directa sobre las sociedades ENEL COLOMBIA S.A. ESP y ENERGÍA Y SERVICIOS SOUTH AMÉRICA SPA (Subordinadas). A su vez, la sociedad ENEL COLOMBIA S.A. ESP (Subordinada), ejerce control de manera directa sobre las sociedades INVERSORA CODENSA S.A.S., FUNDACIÓN ENEL COLOMBIA, ENEL X COLOMBIA S.A.S., BOGOTÁ ZE S.A.S., GUAYEPO SOLAR S.A.S., LATAMSOLAR FOTOVOLTAICA FUNDACIÓN S.A.S., ATLANTICO PHOTOVOLTAIC S.A.S. ESP, SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA S.A., EGP FOTOVOLTAICA LA LOMA S.A.S. - EN LIQUIDACIÓN (Subordinadas). A su vez, la sociedad BOGOTÁ ZE S.A.S. ejerce control de manera directa sobre las sociedades USME ZE S.A.S. y FONTIBÓN ZE S.A.S. (Subordinadas).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

Los estados financieros intermedios consolidados condensados incluyen a Enel Colombia S.A. E.S.P. y a sus filiales. A continuación, se detalla cada una de las compañías, la participación económica que el Grupo tiene sobre ellas y su objeto social.

Compañía	Tipo de participación	% Participación económica
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Directa	100,00%
Enel Green Power Guatemala, S.A.	Directa	100,00%
Enel Green Power Panamá S.A.	Directa	99,97%
Generadora de Occidente, Ltda.	Directa	100,00%
Generadora Eólica Alto Pacora, S.A.	Directa	99,97%
Generadora Solar de Occidente, S.A.	Directa	99,97%
Generadora Montecristo, S.A.	Directa	100,00%
Llano Sanchez Solar Power One, S.A.	Directa	99,97%
PH Chucas S.A.	Directa	99,50%
Llano Sanchez Solar Power One, S.A.	Directa	99,97%
Tecnoguat, S.A.	Directa	75,00%
Transmisora de Energía Renovable, S.A.	Directa	100,00%
Renovables de Guatemala, S.A.	Directa	100,00%
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Directa	99,99%
Bogotá ZE S.A.S.	Directa	100,00%
Inversora Codensa S.A.S.	Directa	100,00%
Enel X Colombia S.A.S.	Directa	100,00%
Enel Fortuna S.A.	Indirecta	50,04%
Enel Solar S.R.L.	Indirecta	99,97%
Energía Global Operaciones S.A.	Indirecta	100,00%
Fontibón ZE S.A.S.	Indirecta	100,00%
Generadora Solar Austral, S.A.	Indirecta	99,97%
Generadora Solar El Puerto, S.A.	Indirecta	99,97%
Generadora Solar Tole, S.A.	Indirecta	99,97%
Jaguito Solar 10MW, S.A.	Indirecta	99,97%
PH Don Pedro S.A.	Indirecta	99,46%
PH Río Volcán S.A.	Indirecta	99,15%
Progreso Solar 20MW, S.A.	Indirecta	99,97%
Usme ZE S.A.S.	Indirecta	100,00%

➤ **Colombia**

• **Ente económico Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.**

Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., - SPCC S.A. es una sociedad anónima comercial, constituida el 18 de septiembre de 2009, mediante escritura pública No. 2643 de la Notaría 11 de Bogotá e inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá el 18 de noviembre de 2009. Su duración legal se extiende hasta el 18 de septiembre de 2059.

Objeto social: tiene por objeto principal la inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos y privados, la administración de puertos, la prestación de servicios de cargue y descargue, de almacenamiento en puertos y demás servicios directamente relacionados con la actividad portuaria, desarrollo y explotación de muelles y puertos multipropósito, conforme a la ley.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados (En miles de pesos)

Además, prestar servicios portuarios, ya sea como operador portuario y permitir la prestación de servicios por parte de otros operadores portuarios; en desarrollo de su objeto social principal podrá asociarse con otras sociedades portuarias o titulares de autorizaciones especiales a las que se refiere el Artículo 4 de la Ley 01 de 1991, en forma transitoria o permanente, con el propósito de facilitar la utilización de las zonas marinas de uso común adyacentes al puerto mediante la realización de obras tales como: dragado, relleno y obras de ingeniería oceánica, entre otros, prestar los servicios de beneficio común que resulten necesarios, así como realizar otras actividades complementarias.

Con fecha 30 de julio de 2010, la Sociedad suscribió un contrato de concesión identificado con el No. 006 de 2010, con el Instituto Nacional de Concesiones (INCO), hoy Agencia Nacional de Infraestructura (ANI), modificado mediante Otrosí No.001 que fue suscrito el 22 de diciembre de 2014.

- **Ente económico Bogota Z.E.**

Bogotá ZE S.A.S., es una sociedad por acciones simplificada, constituida el 20 de octubre de 2020, inscrita el 22 de octubre de 2020 bajo el número 02627823 del libro IX. La Compañía tiene un término de duración legal indefinido.

Bogotá ZE fue constituida el 20 de octubre de 2020 y registrada ante la Cámara de Comercio el 22 de octubre de 2020, mediante el No. 02627823 del libro IX, es una sociedad por acciones simplificada, inicialmente su único accionista era la sociedad Enel X Colombia S.A.S. Identificada con NIT 901.176.579 y domiciliada en Bogotá. En julio de 2021 Codensa S.A. E.S.P realizó una capitalización en la sociedad obteniendo el 63% de las acciones, es de origen colombiano, tiene su domicilio y oficinas principales en la Carrera 11 No 82-76 Piso 4, en la ciudad de Bogotá D.C.

Objeto social: tendrá como objeto principal cualquier actividad lícita. En especial, la Compañía podrá realizar cualesquiera actos relacionados con movilidad eléctrica y sostenible en Colombia y en el exterior. De igual manera podrá participar en procesos de selección públicos o privados e incorporar sociedades o participar en ellas.

Mediante Resolución No. 008 del 5 de enero de 2021 de la Secretaría Distrital de Movilidad de la Alcaldía Mayor de Bogotá DC se le adjudicó a la Compañía los contratos de concesión para la Unidad Funcional de Operación – UFO 7 Fontibón IV y la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme IV dentro del proceso de selección abreviada No. TMSA-SAM-14-2020 y TMSA-SAM-15-2020, cuyo objeto es otorgar en concesión no exclusiva y conjunta con otros concesionarios la explotación de la prestación del servicio público de transporte terrestre, automotor, urbano, masivo de pasajeros del Sistema Integrado de Transporte Público – SITP en su componente zonal para la unidad funcional adjudicada, y respecto de los grupos de servicios que se originen, que conformen, o lo llegaren a conformar, en el componente de operación de flota, por su cuenta y riesgo, bajo las condiciones y las limitaciones previstas en el contrato y pliego de condiciones.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

- **Ente económico Inversora Codensa S.A.S**

Inversora Codensa S.A.S. es una sociedad anónima comercial, constituida el 01 de julio de 2009, inscrita el 15 de agosto de 2009 bajo el número 01319972 del libro IX. La Compañía tiene un término de duración indefinido.

El 1 de julio de 2009, por documento privado inscrito el 15 de agosto de 2009 bajo el No.01319972 del libro IX, La Compañía Inversora Codensa Ltda. U. que se hallara disuelta y sin liquidarse, se reconstituye para continuar su objeto social en La Compañía Inversora Codensa S.A.S.

Objeto social – tiene por objeto invertir en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica de acuerdo con la definición establecida en la ley 142 de 1994. Dentro de sus estrategias comerciales se encuentra participar en el proceso de enajenación de acciones aprobado por el Gobierno Nacional de las Compañías electrificadoras.

- **Ente económico Enel X Colombia S.A.S**

Información relevante sobre Enel X Colombia S.A.S: la Asamblea de Accionistas de Enel X Colombia S.A.S mediante Acta No. 8 del 16 de marzo de 2022, inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá el 1 de abril de 2022 con el No. 02811563 del libro IX, la Sociedad cambió su razón social de Enel X Colombia S.A.S a Colombia ZA S.A.S.

Objeto Social – El Grupo tiene por objeto principal la generación, distribución, comercialización y el almacenamiento de energía eléctrica en los términos de la Ley 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicionen y modifiquen o deroguen, y todo tipo de actividades relacionadas de forma directa, indirecta, complementaria o auxiliar con las mismas, así como ejecutar todas las actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general.

Cualquiera de las actividades previstas en el objeto social, las podrá realizar la sociedad directamente o como socia o accionista en otras sociedades mercantiles con cualquier objeto social.

Adicionalmente, en el ejercicio de su objeto social, entre otros, el Grupo ofrece servicios de financiamiento de bienes y servicios a los clientes, incluyendo la línea de “Crédito Fácil Codensa”, suscripciones y seguros, parte de los cuales fueron transferidos al Banco Colpatria Red Multibanca Colpatria S.A. a partir del 27 de noviembre de 2009. Así mismo, cuenta con una línea de negocio consistente en la constitución de una entidad de financiamiento comercial para continuar explotando de manera conjunta con Scotiabank Colpatria el producto “Crédito Fácil Codensa” y a su vez para desarrollar actividades complementarias; una de ellas relacionada con los negocios de e-commerce para adelantar negocios con los clientes a través de distintas plataformas digitales y fortalecer el posicionamiento del en materia de comercialización y colocación masiva de pólizas de seguros como corresponsal de seguros.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

➤ **Costa Rica**

• **Ente económico Enel Green Power Costa Rica S.A.**

Enel Green Power Costa Rica S.A. es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes costarricenses como una empresa de servicios del sector eléctrico para fines comerciales, es de origen costarricense, tiene su domicilio y oficinas principales en San José, Escazú San Rafael, 200 metros al sur del Parqueo de Cinemark, Centro Comercial Multiplaza, Edificio Terraforte, Primero Piso, Local Uno Enel. El plazo social de la entidad jurídica es por 99 años, iniciando el 11 de setiembre de 1991, por lo que finaliza el 11 de setiembre del 2090. Esta duración se puede prorrogar por acuerdo de Asamblea de Accionistas.

Fue constituida mediante escritura pública No. Cinco-Siete ante los Notarios Juan Carlos Esquivel Favareto y Javier Enrique Castillo Castro, el 11 de setiembre de 1991, inscrita ante el Registro Público Mercantil el 11 de octubre de 1991 al tomo 682, folio 102, asiento 127, con la cédula de persona jurídica 3-101-120506.

Tiene un capital social de US \$27.500.000,00, representado por 27.500.000,00 acciones comunes y nominativas de US \$1.00 cada una. La composición accionaria de la Enel Green Power Costa Rica S.A, a corte de 31 de marzo de 2022, pertenece en su totalidad a Enel Colombia S.A. ESP.

Tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

P.H. Chucás S.A.
 P.H. Rio Volcán S. A.
 P.H. Don Pedro S.A.
 Energía Global Operaciones S.R.L

Objeto Social – Enel Green Power Costa Rica S.A. tiene por objeto social principal el diseño, mercadeo y construcción de sistemas para conservación de energía eléctrica en todo tipo de edificios públicos o privados, producción de energía para fines comerciales, industriales y de agricultura, y todo tipo de comercio relacionado con lo anterior.

➤ **Panamá**

• **Ente económico Enel Fortuna, S.A.**

Enel Fortuna, S.A. antes Empresa de Generación Eléctrica Fortuna, S.A., es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República de Panamá. Inició operaciones bajo una administración privada el 8 de enero de 1999, resultante del proceso de privatización en la que el Gobierno de Panamá vendió 49% de las acciones comunes a Américas Generation Corporation (AGC), en la actualidad Enel Green Power Panamá, S.R.L. y 1.1% a los empleados del IRHE.

En abril de 2009 Enel Green Power Panamá, S.R.L., (antes AGC), adquirió 1.06% de las acciones poseídas por los antiguos empleados del IRHE, con lo que se convirtió en tenedor del 50.06% de las acciones de la Compañía. El Gobierno de Panamá retiene siempre un 49.9%, y los antiguos empleados del IRHE el 0.04% restante.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Entre el 14 de abril de 2006 a febrero de 2007 las acciones de Enel Green Power Panamá, S.R.L., (antes AGC), fueron adquiridas en su totalidad por Enel Investment Holding, B.V. Actualmente y producto de cambios corporativos las acciones de Enel Green Power Panamá, S.R.L. son poseídas en 99.97% por Enel Colombia S.A. E.S.P., sociedad del grupo Enel cuya última controladora es Enel SpA. y está domiciliada en Roma, Italia.

La actividad principal de la Compañía consiste en operar una planta de generación hidroeléctrica de 300 megavatios ubicada en el Río Chiriquí, Provincia de Chiriquí, República de Panamá.

La Compañía opera y vende electricidad y capacidad de generación eléctrica a compañías de distribución conforme a los términos de contratos de compraventa de energía, así como ventas a través del mercado ocasional dentro de Panamá y en otros países de Centroamérica.

Mediante la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, se establece el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, dentro del cual se contempla la construcción, instalación, operación y mantenimiento de plantas de generación hidroeléctrica y térmicas sujetas al régimen de concesiones y licencias.

Efectivo el 18 de diciembre de 1998, Enel Fortuna, S.A. y el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ahora Autoridad Nacional de los Servicios Públicos – ASEP-) celebraron contrato de concesión. Los términos más importantes del contrato se detallan a continuación:

- La ASEP otorga a la Enel Fortuna, S.A. una concesión para la generación de energía hidroeléctrica mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí.
- Enel Fortuna, S.A. está autorizada a prestar el servicio público de generación de electricidad, el cual comprende la operación y mantenimiento de una planta de generación eléctrica, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión y equipos de transformación, con el fin de producir y vender en el sistema eléctrico nacional y realizar ventas internacionales de energía.
- El término de vigencia de la concesión otorgada tiene una duración de cincuenta (50) años. El mismo puede ser prorrogado por un período de hasta cincuenta (50) años, previa solicitud a la ASEP y su debida aprobación.
- Enel Fortuna, S.A. tendrá el derecho de poseer, operar y mantener los bienes del complejo y realizar mejoras sobre los mismos. Se requerirá aprobación previa en los casos en que aumente la capacidad de la planta en 15% o más en el mismo sitio.
- Enel Fortuna, S.A. tendrá la libre disponibilidad los bienes propios y los bienes del complejo.
- Enel Fortuna, S.A. tendrá los derechos sobre los bienes inmuebles y derechos de vía o paso, dentro del Complejo Hidroeléctrico pudiendo realizar todas las actividades necesarias para la generación y venta de energía hidroeléctrica. Así mismo, también tendrá el derecho de vía o acceso a las áreas del complejo hidroeléctrico actualmente habilitadas y en uso.
- Enel Fortuna, S.A. podrá solicitar la adquisición forzosa de inmuebles y la constitución de servidumbres en su favor conforme lo estipula la Ley No.6 y su reglamento. La oficina principal de la Compañía se encuentra ubicada en Ciudad de Panamá, Corregimiento de Bella Vista, Avenida

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

Aquilino de la Guardia, PH Marbella Office Plaza, piso 3. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía mantenía un total de 73 empleados permanentes. (2020: 85).

Accionista	No. de Acciones	% de Participación
Enel Green Power Panamá S.R.L.	50.055.171	50,0552%
Gobierno de Panama	49.912.633	49,9126%
Otros accionistas minoritarios	32.197	0,0322%
TOTAL		100%

• **Ente económico Enel Green Power Panamá, S.R.L.**

Enel Green Power Panamá, S.R.L. fue constituida en 1998 y modificada a sociedad de responsabilidad limitada según Escritura Pública No. 11,856 inscrita el 17 de octubre de 2019.

Entre el 14 de abril de 2006 a febrero de 2007 las acciones de Enel Green Power Panamá, S.R. L., (antes AGC), fueron adquiridas en su totalidad por Enel Investment Holding, B.V. Actualmente y producto de cambios corporativos las acciones de Enel Green Power Panamá, S. R. L. son poseídas en 99.97% por ESSA 2, SpA. (el día 01 de marzo de 2022, el nuevo socio es ENEL COLOMBIA, S.A.E.S.P.)

La actividad principal de Enel Green Power Panamá, S.R.L consiste en operar y desarrollar plantas de generación de energía hidroeléctrica, fotovoltaica y fuentes renovables. La capacidad total instalada es de 361.7 MW Dc más 65 MW Dc en construcción.

Enel Green Power Panamá, S.R.L está conformado por diez (10) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá; opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y diez (10) plantas de generación fotovoltaicas, tres (3) de estas plantas de generación fotovoltaicas se encuentran en proceso de construcción al 31 de marzo de 2022.

Accionista	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S. P.	49.944.830	99,97%
Enel Américas, S.A.	32.197	0,03 %
TOTAL		100%

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

Enel Fortuna, S.A.
 Enel Solar, S.R.L.
 Jaguito Solar 10MW, S.A.
 Progreso Solar 20MW, S.A.
 Generadora Solar Austral, S.A.
 Generadora Solar El Puerto, S.A.
 Generadora Solar Occidente, S.A.
 Llano Sanchez Solar Power One, S.R.L.
 Generadora Eólica Alto Pacora, S.R.L.
 Generadora Solar Tolé, S.R.L.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

➤ **Guatemala**

• **Ente económico Enel Green Power Guatemala, S.A.**

Enel Green Power Guatemala, S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas, es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Diagonal 6, 10-65 zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas, Torre I, Nivel 8, oficina 801, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Enel Green Power Guatemala, S.A. fue constituida mediante escritura pública No. 23 autorizada el 4 de noviembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Iburgüen, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 42426, folio 55, libro 136 de Sociedades con fecha 15 de noviembre de 1999.

La composición accionaria de Enel Green Power Guatemala, S.A. a corte de 31 de marzo de 2022 es:

Accionista	No. de Acciones	% de Participación
Enel Américas, S.A.	100	0.0001488%
Enel Colombia S.A. E.S. P.	67.207.900	99.9998512%
TOTAL		100%

Objeto Social – Enel Green Power Guatemala, S.A. tiene por objeto principal comercializar, comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación.

• **Ente Económico Generadora de Occidente, Limitada**

Generadora de Occidente, Limitada es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas, es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Diagonal 6, 10-65 zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas, Torre I, Nivel 8, oficina 801, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Generadora de Occidente, Limitada fue constituida mediante escritura pública No. 22 autorizada el 21 de septiembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Iburgüen, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 42079, folio 708, libro 135 de Sociedades con fecha 12 de noviembre de 1999.

La composición accionaria de Generadora de Occidente Limitada a corte de 31 de marzo de 2022 es:

Accionista	Capital	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S. P.	16.099.080,36	99.000%
Enel Green Power Guatemala, S.A.	162.616.97	1.000%
TOTAL		100%

Objeto Social –tiene por objeto principal la contratación, administración e intermediación de toda clase de contratos de energía eléctrica.

Generadora de Occidente, Limitada cuenta con la central hidroeléctrica “El Canadá” con capacidad declarada de 45.829 MW.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

• **Ente económico Tecnoguat Sociedad Anónima**

Tecnoguat, Sociedad Anónima es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas; es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Diagonal 6, 10-65 zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas, Torre I, Nivel 8, oficina 801, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Tecnoguat, Sociedad Anónima fue constituida mediante escritura pública No. 160 autorizada el 14 de noviembre de 1986 por el Notario José María Marroquín Samayoa inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 13743, folio 141, libro 70 de Sociedades con fecha 25 de mayo de 1988.

La composición accionaria de Tecnoguat, Sociedad Anónima a corte de 31 de marzo de 2022 es:

Accionista	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S. P.	23.211.000	75 %
Inversiones, J.B. Ltda.	7.737.000	25 %
TOTAL		100%

Objeto Social – Tecnoguat, Sociedad Anónima tendrá por objeto únicamente la producción y generación de energía eléctrica y podrá llevar a cabo todos los actos que coadyuven y contribuyan a la realización de es único objeto social, permitiéndoseles celebrar todos los actos y contratos que permitan la realización de este fin.

Tecnoguat, Sociedad Anónima cuenta con las centrales hidroeléctricas “Matanzas” y “San Isidro con capacidad declarada de 13.042 MW y 3.421 MW, respectivamente.

• **Ente económico Generadora Montecristo, Sociedad Anónima**

Generadora Montecristo, Sociedad Anónima es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas; es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Diagonal 6, 10-65 zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas, Torre I, Nivel 8, oficina 801, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Generadora Montecristo fue constituida mediante escritura pública No. 58 autorizada el 23 de junio del 2004 por el Notario Gerardo Anleu de León, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 59072, folio 715, libro 152 de Sociedades con fecha 3 de agosto de 2004.

La composición accionaria de Generadora Montecristo, Sociedad Anónima a corte de 31 de marzo de 2022 es:

Accionista	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S. P.	3.819.950	99.999 %
Enel Green Power Guatemala, S.A.	50	0.001%
TOTAL		100%

Objeto Social – Generadora Montecristo tiene por objeto principal diseñar, desarrollar, promover y producir otras plantas generadoras de energía eléctrica y generación de energía, y contratar la construcción, administración y mediación para cualquier clase de contrato de suministro de energía. Generadora Montecristo cuenta con la central hidroeléctrica “Montecristo” con capacidad declarada 13.042 MW.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

• **Ente económico Renovables de Guatemala, Sociedad Anónima**

Renovables de Guatemala, Sociedad Anónima es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas. La Compañía es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Diagonal 6, 10-65 zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas, Torre I, Nivel 8, oficina 801, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Renovables de Guatemala fue constituida mediante escritura pública No. 116 autorizada el 17 de octubre de 2008 por el Notaria María Gabriela Villanueva Guillén, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 79685, folio 349, libro 173 de Sociedades con fecha 17 de noviembre de 2008.

La composición accionaria de Renovables de Guatemala, Sociedad Anónima a corte de 31 de marzo de 2022 es:

Accionista	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	1.924.465.500	99.99999%
Enel Green Power Guatemala, S. A.	100	0.00001%
TOTAL		100%

Objeto Social – Renovables de Guatemala tiene por objeto principal diseñar, desarrollar, promover y producir otras plantas o proyectos generadores de energía eléctrica y generación de energía, y contratar el diseño, construcción, administración, operación y mediación para cualquier clase de contrato de compraventa o suministro de energía.

Renovables de Guatemala cuenta con la central hidroeléctrica “Palo Viejo” con capacidad declarada 88.192 MW.

• **Ente económico Transmisora de Energía Renovable, Sociedad Anónima**

Transmisora de Energía Renovable, Sociedad Anónima es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas. La Compañía es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Diagonal 6, 10-65 zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas, Torre I, Nivel 8, oficina 801, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Transmisora de Energía Renovable fue constituida mediante escritura pública No. 1 autorizada el 29 de enero de 2010 por la Notaria Kristine Margarita Klanderud González, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 86184, folio 854, libro 179 de Sociedades con fecha 1 de marzo de 2010.

La composición accionaria de Transmisora de Energía Renovable, Sociedad Anónima a corte de 31 de marzo de 2022 es:

Accionista	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	233.556.800	99.99786%
Generadora Montecristo S.A.	100	0.00004
Enel Green Power Guatemala S.A.	4.900	0.00210
TOTAL		100%

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

Objeto Social –Tiene por objeto principal diseñar, desarrollar, promover, construir y manejar proyectos de transmisión y transporte de energía eléctrica, pudiendo contratar el diseño, construcción, administración u operación.

Transmisora de Energía Renovable cuenta con los Proyectos “Subestación Uspantán”, “Subestación Chixoy II” y “Línea de Transmisión Uspantán-Chixoy II”.

Capacidad Instalada

El Grupo cuenta con 12 centrales de generación hidráulica y 2 térmicas, ubicadas en Colombia en los departamentos de Cundinamarca, Huila y Bolívar, adicional con 9 centrales de generación hidráulica y 9 solares, ubicadas en los países de Panamá, Guatemala y Costa Rica:

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]	País
Guavio	Hidráulica	1.250	Colombia
Betania	Hidráulica	540	Colombia
El Quimbo	Hidráulica	400	Colombia
Guaca	Hidráulica	324	Colombia
Paraíso	Hidráulica	276	Colombia
Dario Valencia	Hidráulica	150	Colombia
Tequendama	Hidráulica	57	Colombia
Salto II	Hidráulica	35	Colombia
Charquito	Hidráulica	19	Colombia
Limonar	Hidráulica	18	Colombia
Laguneta	Hidráulica	18	Colombia
Menor Guavio	Hidráulica	10	Colombia
Termostipa	Térmica	226	Colombia
Cartagena	Térmica	180	Colombia
El Paso	Solar	86	Colombia
Fortuna	Hidráulica	300	Panamá
Caldera Solar	Solar	5	Panamá
Chiriqui	Solar	12	Panamá
Estrella Solar	Solar	8	Panamá
Milton Solar	Solar	10	Panamá
Sol De David	Solar	8	Panamá
Sol Real	Solar	11	Panamá
Vista Alegre	Solar	8	Panamá
Esperanza	Solar	26	Panamá
Jaguito	Solar	13	Panamá
El Canadá	Hidráulica	46	Guatemala
Matanzas	Hidráulica	12	Guatemala
Montecristo	Hidráulica	13	Guatemala
Palo Viejo	Hidráulica	87	Guatemala
San Isidro	Hidráulica	3	Guatemala
Chucas	Hidráulica	50	Costa Rica
Don Pedro	Hidráulica	15	Costa Rica
Rio Volcan	Hidráulica	17	Costa Rica

1.2 Comercialización de Gas

Las ventas realizadas hasta el mes de marzo de 2022 fueron de 20.23 Mm3 lo que significó un aporte del 0,043% al margen variable de la Compañía Enel Colombia S.A.

Para el 2022 el Grupo se mantiene activo en todos los procesos de compra y venta del mercado secundario a través de negociaciones de suministro y transporte intradiarias.

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)**

1.3 Fusión Emgesa S.A. E.S.P., Codensa S.A. E.S.P, Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y ESSA 2 SpA (Enel Green Power Panamá, Enel Green Power Guatemala, Enel Green Power Costa Rica)

El 28 de julio de 2021 se celebró el compromiso de fusión mediante el cual la sociedad Emgesa S.A. E.S.P. absorbe a las sociedades Codensa S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. y ESSA 2 SpA (en adelante las sociedades absorbidas), el cual fue aprobado por las respectivas Asambleas Generales de Accionistas de cada una de las sociedades. Lo anterior con el fin de celebrar un nuevo acuerdo entre socios construido sobre la base de los siguientes objetivos: (i) Aumentar el beneficio de las Sociedades mediante la combinación de los activos de cada una de ellas. (ii) crear una sociedad más robusta que permita afrontar con mayor eficiencia y fortaleza la competencia en el sector de energía y de energías renovables no convencionales (iii) Tener una estructura societaria más clara y simple, a través de la cual los accionistas de las Sociedades Absorbidas serán accionistas directos de la Sociedad Absorbente como sociedad operativa, lo que a su vez podría generar eficiencias en costos y gastos administrativos, y un eventual fortalecimiento del negocio. Basados en las consideraciones expuestas se establecieron los siguientes acuerdos pactados en el compromiso de fusión:

- Que la Sociedad Absorbente y las Sociedades Absorbidas realizaron entre ellas un proceso de fusión, en virtud del cual la primera absorbió a las demás, las cuales se disolvieron sin liquidarse, pasando la totalidad de los activos y pasivos que integran sus patrimonios en bloque y sin solución de continuidad a la Sociedad Absorbente.
- Para efectos fiscales, la fusión no se considera como una enajenación entre las Compañías o sus accionistas y por tanto se entenderá como no gravada.

El 1 de octubre de 2021, se radicó ante la Superintendencia de Sociedades de Colombia la solicitud de autorización de la fusión por absorción entre Emgesa S.A. E.S.P., (como sociedad absorbente) y las sociedades absorbidas. Una vez sea aprobada la fusión y perfeccionada la misma mediante escritura pública, las sociedades absorbidas se disolverán sin liquidarse y la sociedad absorbente adquirirá sus bienes, derechos y obligaciones de conformidad con el Artículo 178 del Código de Comercio.”

La operación anotada se realizó luego de haberse dado cumplimiento a la totalidad de los requisitos legalmente establecidos destacándose entre ellos: i) la aprobación por parte de las Asambleas de Accionistas de las compañías inmersas dentro del proceso ii) la autorización de la fusión impartida por la Superintendencia de Sociedades mediante Resolución No. 325-002477 del 28 de febrero de 2022.

El 1 de marzo de 2022, mediante Escritura Pública No. 562 de la Notaría Once del Círculo de Bogotá, inscrita ante Cámara de Comercio de Bogotá en la misma fecha, se perfeccionó la fusión por absorción entre Emgesa S.A. E.S.P. (quien a su vez cambió su razón social por Enel Colombia S.A. E.S.P.) y las sociedades absorbidas.

Respecto a las sociedades absorbidas, es pertinente mencionar que Codensa SA E.S.P. era una sociedad anónima de carácter comercial, organizada como empresa de servicios públicos bajo las leyes colombianas. Codensa S.A. E.S.P. fue constituida mediante escritura pública No. 4610 de la Notaría 36 de Bogotá D.C el 23 de octubre de 1997 y registrada ante la Cámara de Comercio en la

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)**

misma fecha, mediante el No. 00607668, con aportes de los activos de distribución y comercialización del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. (antes Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.) con el 51,32% de las acciones y los aportes en efectivo de los demás inversionistas con el 48,48% de las acciones.

Enel Green Power S.A.S. ESP era una sociedad por acciones simplificada de carácter comercial, organizada como empresa de servicios públicos bajo las leyes colombianas. La sociedad absorbida Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. fue constituida mediante documento privado de Accionista Único del 8 de febrero de 2012, inscrito ante la Cámara de Comercio el 14 de febrero de 2012 bajo el número 01607153 del libro IX, matrícula mercantil No. 02181926 como Enel Green Power Colombia S.A.S. y mediante Acta No. 22 del 3 de octubre de 2017 de Accionista Único, inscrito en la Cámara de Comercio de Bogotá el 22 de diciembre de 2017, con el No. 02287692 del Libro IX, la Compañía cambió su denominación o razón social a Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.

La sociedad absorbida ESSA 2 SpA era una sociedad por acciones, constituida y existente de conformidad con las leyes de Chile, constituida mediante escritura pública del 2 de febrero de 2021, otorgada ante el Notario Público de Santiago don Iván Torrealba Acevedo, inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 12556 N° 5835 del 2021, y registrada bajo el Rol Único Tributario (RUT) 77.333.234-7.

Sociedades absorbidas por efecto de la fusión de ESSA 2 SpA:

Enel Green Power Costa Rica S.A. es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes costarricenses como una empresa de servicios del sector eléctrico para fines comerciales, es de origen costarricense, tiene su domicilio y oficinas principales en San José, Escazú San Rafael, 200 metros al sur del Parqueo de Cinemark, Centro Comercial Multiplaza, Edificio Terraforte, Primero Piso, Local Uno Enel. El plazo social de la entidad jurídica es por 99 años, iniciando el 11 de setiembre de 1991, por lo que finaliza el 11 de setiembre del 2090. Esta duración se puede prorrogar por acuerdo de Asamblea de Accionistas.

Fue constituida mediante escritura pública No. Cinco-Siete ante los Notarios Juan Carlos Esquivel Favareto y Javier Enrique Castillo Castro, el 11 de setiembre de 1991, inscrita ante el Registro Público Mercantil el 11 de octubre de 1991 al tomo 682, folio 102, asiento 127, con la cédula de persona jurídica 3-101-120506.

Enel Green Power Costa Rica S.A. tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

P.H. Chucás S.A.
P.H. Rio Volcán S. A.
P.H. Don Pedro S.A.
Energía Global Operaciones S.R.L
Globyte S.A.

Enel Green Power Panamá, S.R.L. fue constituida en 1998 y modificada a sociedad de responsabilidad limitada según Escritura Pública No. 11,856 inscrita el 17 de octubre de 2019.

Entre el 14 de abril de 2006 a febrero de 2007 las acciones de Enel Green Power Panamá, S.R. L., (antes AGC), fueron adquiridas en su totalidad por Enel Investment Holding, B. V.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Actualmente y producto de cambios corporativos las acciones de Enel Green Power Panamá, S. R. L. son poseídas en 99.97% por ESSA 2, SpA. (el día 01 de marzo de 2022, el nuevo socio es ENEL COLOMBIA, S.A.E.S.P.)

La actividad principal de Enel Green Power Panamá, S.R.L consiste en operar y desarrollar plantas de generación de energía hidroeléctrica, fotovoltaica y fuentes renovables. La capacidad total instalada es de 361.7 MW Dc más 65 MW Dc en construcción.

Enel Green Power Panamá, S.R.L está conformado por diez (10) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá; opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y diez (10) plantas de generación fotovoltaicas, tres (3) de estas plantas de generación fotovoltaicas se encuentran en proceso de construcción al 31 de marzo de 2022.

Enel Green Power Panamá S.R.L tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

Enel Fortuna, S.A.
Enel Solar, S.R.L.
Jaguito Solar 10MW, S.A.
Progreso Solar 20MW, S.A.
Generadora Solar Austral, S.A.
Generadora Solar El Puerto, S.A.
Generadora Solar Occidente, S.A.
Llano Sanchez Solar Power One, S.R.L.
Generadora Eólica Alto Pacora, S.R.L.
Generadora Solar Tolé, S.R.L.

Enel Green Power Guatemala, S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas, es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Diagonal 6, 10-65 zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas, Torre I, Nivel 8, oficina 801, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Enel Green Power Guatemala S.A. fue constituida mediante escritura pública No. 23 autorizada el 4 de noviembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Ibargüen, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 42426, folio 55, libro 136 de Sociedades con fecha 15 de noviembre de 1999.

Enel Green Power Guatemala S.A. tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

Transmisora de Energía Renovable S.A.
Renovables de Guatemala S.A.
Generadora Montecristo S.A.
Tecnoguat S.A.
Generadora de Occidente Ltda.

Las entidades involucradas en la fusión son subsidiarias de Enel Américas S.A., por lo anterior, esta operación es una reorganización de entidades bajo control común que se enmarca en la excepción

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados (En miles de pesos)

establecida en el literal c del párrafo 2 de la NIIF 3 Combinaciones de negocios, es así, que no se configura como una combinación de negocios. Al respecto, la política de Enel manifiesta que:

“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 en 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”. La sociedad no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.”

Activos recibidos, pasivos asumidos y efecto en el patrimonio

De acuerdo con lo anterior, se reconocen los activos y pasivos al valor en libros.

A continuación, se resumen los montos reconocidos como activos, los pasivos asumidos y el efecto en el patrimonio derivado de la fusión, detallado para cada una de las sociedades absorbidas al 1 de marzo de 2022:

	Emgesa S.A. E.S.P.	Codensa S.A. E.S.P.	Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.	ESSA 2 SpA	Reclasificaciones y/o eliminaciones	Balance de apertura Enel Colombia
Activos						
Activos corrientes:						
Efectivo y equivalentes de efectivo, neto	\$ 392.396.667	\$ 200.391.804	\$ 179.221.651	\$ 113.216	\$ 0	\$ 772.123.338
Otros activos financieros, neto	10.506.473	6.342.611	7.671.317	97.766	-	24.618.167
Otros activos no financieros, neto	55.243.696	48.322.585	47.182.916	-	-	150.749.197
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	373.349.799	1.109.611.033	14.701.001	11.506	93.333	1.497.766.672
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, neto	6.658.053	122.556.572	1.143.933.446	-	(25.983.818)	1.247.164.253
Inventarios, neto	94.740.615	237.599.687	-	-	-	332.340.302
Activos mantenidos para la venta	-	2.117.940	-	-	-	2.117.940
Otros impuestos	-	-	19.881	-	-	19.881
Activos por impuestos de renta	3.422.371	-	6.127.624	-	-	9.549.995
Total activos corrientes	936.317.674	1.726.942.232	1.398.857.836	222.488	(25.890.485)	4.036.449.745
Activos no corrientes:						
Otros activos financieros, neto	481.721	60.164.060	-	-	-	60.645.781
Otros activos no financieros, neto	29.238.730	82.884.242	4.278.219	-	-	116.401.191
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	14.726.492	62.072.741	1.694.355	-	-	78.493.588
Inversiones en subsidiarias	9.439.165	74.604.258	-	2.609.371.941	1.148.699.667	3.842.113.031
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	176.462.774	398.199.238	70.299.050	-	-	644.961.062
Propiedades, planta y equipo, neto	8.151.688.098	6.750.569.352	1.495.490.140	-	-	16.397.747.590
Activos por impuestos diferidos	-	18.608.241	10.080.724	-	-	28.688.965
Total activos no corrientes	8.382.036.980	7.447.102.132	1.581.842.488	2.609.371.941	1.148.699.667	21.169.053.208
Total activos	\$ 9.318.354.654	\$ 9.174.044.364	\$ 2.980.700.324	\$ 2.609.594.429	\$ 1.122.809.182	\$ 25.205.502.953
Pasivos y patrimonio						
Pasivos corrientes:						
Pasivos financieros	937.466.853	919.663.058	28.357.057	-	-	1.885.486.968
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	220.521.512	962.320.085	121.182.880	-	-	1.304.024.477
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	43.964.397	65.504.931	15.287.743	4.080	(25.983.819)	98.777.332
Provisiones	76.141.979	43.183.626	3.305.290	-	-	122.630.895
Impuestos por pagar	294.378.791	70.962.382	-	-	-	365.341.173
Provisiones por beneficios a los empleados	39.448.983	59.898.525	2.863.730	39.149	-	102.250.387
Otros pasivos no financieros	147.872.298	84.465.271	10.612.560	1.592	-	242.951.721
Total pasivos corrientes	1.759.794.813	2.205.997.878	181.609.260	44.821	(25.983.819)	4.121.462.953
Pasivos no corrientes:						
Pasivos financieros	1.513.801.672	3.261.374.623	47.723.854	-	-	4.822.900.149
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	-	-	2.647.389	2.647.389
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	-	-	-	-	-
Provisiones	249.309.459	37.506.531	15.091.091	-	-	301.907.081
Provisiones por beneficios a los empleados	75.291.656	249.362.872	-	17.080	-	324.671.608
Impuestos diferidos, neto	327.645.777	-	-	-	-	327.645.777
Total pasivos no corrientes	2.166.048.564	3.548.244.026	62.814.945	17.080	2.647.389	5.779.772.004
Total pasivos	\$ 3.925.843.377	\$ 5.754.241.904	\$ 244.424.205	\$ 61.901	-\$ 23.336.430	\$ 9.901.234.957

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados

(En miles de pesos)

	Emgesa S.A. E.S.P.	Codensa S.A. E.S.P.	Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.	ESSA 2 SpA	Reclasificaciones y/o eliminaciones	Balance de apertura Enel Colombia
Patrimonio						
Capital emitido	655.222.313	13.487.545	31.263.213	2.473.245.049	(2.517.995.807)	655.222.313
Costos de capital	-	-	(6.508.367)	-	-	(6.508.367)
Primas de emisión	113.255.816	190.553.196	2.740.274.675	-	(2.930.827.871)	113.255.816
Prima fusión	-	-	-	-	5.448.823.679	5.448.823.679
Reservas	542.975.682	216.405.346	-	-	1.146.052.278	1.905.433.306
Otro resultado integral	(20.861.790)	(29.888.677)	85.506.852	268.764.068	-	303.520.453
Utilidad del período	293.486.047	148.518.309	(25.300.314)	(85.133)	(123.132.862)	293.486.047
Utilidades retenidas	2.327.803.462	1.394.729.062	(70.537.700)	-	219.139.372	3.871.134.196
Pérdidas retenidas	-	(37.859.235)	(17.578.668)	(132.391.456)	(95.913.177)	(283.742.536)
Utilidades retenidas por efecto de transición a NCIF	1.480.629.747	1.787.707.665	(843.572)	-	-	3.267.493.840
Efecto patrimonial combinación de negocios	-	(263.850.751)	-	-	-	(263.850.751)
Ganancias acumuladas	4.101.919.256	3.029.245.050	(114.260.254)	(132.476.589)	93.333	6.884.520.796
Patrimonio total	5.392.511.277	3.419.802.460	2.736.276.119	2.609.532.528	1.146.145.612	15.304.267.996
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la Controladora	-	-	-	-	-	15.304.267.996
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-
Total pasivos y patrimonio	\$ 9.318.354.654	\$ 9.174.044.364	\$ 2.980.700.324	\$ 2.609.594.429	\$ 1.122.809.182	\$ 25.205.502.953

	Balance de apertura Enel Colombia	Filiales Colombia (incluido eliminaciones)	Enel Colombia consolidado (i)	Panamá (ii)	Guatemala (iii)	Costa Rica (iv)	Eliminación inversión Enel Colombia	Tota Balance de apertura Enel Colombia Consolidado
Activos								
Activos corrientes:								
Efectivo y equivalentes de efectivo, neto	\$ 772.123.338	\$ 7.853.937	\$ 779.977.275	\$ 792.973.442	\$ 30.534.589	\$ 24.771.974	-	\$ 1.628.257.280
Otros activos financieros, neto	24.618.167	317.149.966	341.768.133	946.274	-	-	-	342.714.407
Otros activos no financieros, neto	150.749.197	2.791.347	153.540.544	8.416.181	76.982.258	2.123.483	-	241.062.466
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	1.497.766.672	119.617	1.497.886.289	163.521.017	32.308.447	20.412.660	-	1.714.128.413
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, neto	1.247.164.253	(106.149.481)	1.141.014.772	-	333.011.391	3.555.255	-	1.477.581.418
Inventarios, neto	332.340.302	-	332.340.302	5.877.803	19.385.338	1.636.418	-	359.239.861
Activos mantenidos para la venta	2.117.940	-	2.117.940	-	-	-	-	2.117.940
Otros impuestos	19.881	-	19.881	-	-	-	-	19.881
Activos por impuestos de renta	9.549.995	50.390	9.600.385	1.745.155	-	5.066.813	-	16.412.353
Total activos corrientes	4.036.449.745	221.815.776	4.258.265.521	973.479.872	492.222.023	57.566.603	-	5.781.534.019
Activos no corrientes:								
Otros activos financieros, neto	60.645.781	1.000	60.646.781	48.921.978	90.158.036	425.793.351	-	625.520.146
Otros activos no financieros, neto	116.401.191	7.489.432	123.890.623	-	13.665	157.468	-	124.061.756
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	78.493.588	-	78.493.588	-	-	-	-	78.493.588
Inversiones en subsidiarias	3.842.115.031	-	3.842.115.031	4.527.369	-	-	(3.736.302.688)	110.339.712
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	644.961.062	62.076.193	707.037.255	117.621.449	56.643.050	196.171.582	-	1.077.473.336
Propiedades, planta y equipo, neto	16.397.747.590	91.497	16.397.839.087	1.723.167.943	1.502.282.012	115.850.849	-	19.739.139.891
Activos por impuestos diferidos	28.688.965	2.175	28.691.140	6.889.099	-	59.602.654	-	95.182.893
Total activos no corrientes	21.169.053.208	69.660.297	21.238.713.505	1.901.127.838	1.649.096.763	797.575.904	(3.736.302.688)	21.850.211.322
Total activos	\$ 25.205.502.953	\$ 291.476.073	\$ 25.496.979.026	\$ 2.874.607.710	\$ 2.141.318.786	\$ 855.142.507	-\$ 3.736.302.688	\$ 27.631.745.341
Pasivos y patrimonio								
Pasivos corrientes:								
Pasivos financieros	1.885.486.968	4.361.649	1.889.848.617	2.206.846	238.261	-	-	1.892.293.724
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	1.304.024.477	131.574.842	1.435.599.319	95.923.567	27.120.061	14.146.588	-	1.572.789.535
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	98.777.332	717	98.778.049	211.941.336	2.405.315	184.238.092	-	497.362.792
Provisiones	122.630.895	-	122.630.895	-	-	-	-	122.630.895
Impuestos por pagar	365.341.173	1.197.684	366.538.857	59.862.672	617.633	396.329	-	427.415.491
Provisiones por beneficios a los empleados	102.250.387	46.056	102.296.443	576.507	826.690	204.375	-	103.904.015
Otros pasivos no financieros	242.951.721	139.843	243.091.564	80.126	1.261.745	116.763	-	244.550.198
Total pasivos corrientes	4.121.462.953	137.320.791	4.258.783.744	370.591.054	32.469.705	199.102.147	-	4.860.946.650
Pasivos no corrientes:								
Pasivos financieros	4.822.900.149	50.200.911	4.873.101.060	20.814.801	22.014.651	32	-	4.915.930.544
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	2.647.389	-	2.647.389	-	-	-	(2.647.389)	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	-	-	131.779.073	27.159.446	209.896.399	-	368.834.918
Provisiones	301.907.081	1.753.361	303.660.442	29.257.136	-	-	-	332.917.578
Provisiones por beneficios a los empleados	324.671.608	-	324.671.608	1.291.254	-	-	-	325.962.862
Otros pasivos no financieros	-	14.494.843	14.494.843	-	-	-	-	14.494.843
Impuestos diferidos, neto	327.645.777	-	327.645.777	131.323.923	-	87.983.345	-	546.953.045
Total pasivos no corrientes	5.779.772.004	66.449.115	5.846.221.119	314.466.187	49.174.097	297.879.776	(2.647.389)	6.505.093.790
Total pasivos	\$ 9.901.234.957	\$ 203.769.906	\$ 10.105.004.863	\$ 685.057.241	\$ 81.643.802	\$ 496.981.923	-\$ 2.647.389	\$ 11.366.040.440
Patrimonio								
Capital emitido	655.222.313	(12.680.727)	642.541.586	937.320.591	1.100.550.552	703.156.329	(2.728.346.745)	655.222.313
Costos de capital	(6.508.367)	-	(6.508.367)	-	-	-	-	(6.508.367)
Primas de emisión	113.255.816	72.453.232	185.709.048	-	-	-	(72.453.232)	113.255.816
Prima fusión	5.448.823.679	-	5.448.823.679	-	-	-	-	5.448.823.679
Reservas	1.905.433.306	38.230	1.905.471.536	178.570.769	70.127.215	278	(248.736.492)	1.905.433.306
Otro resultado integral	303.520.453	-	303.520.453	-	-	-	-	303.520.453
Utilidad del período	293.486.047	-	293.486.047	-	-	-	-	293.486.047
Utilidades retenidas	3.871.134.196	28.899.908	3.900.034.104	1.073.659.109	888.997.217	(344.996.023)	(1.646.560.212)	3.871.134.195
Pérdidas retenidas	(283.742.536)	(1.004.476)	(284.747.012)	-	-	-	1.004.476	(283.742.536)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

	Balance de apertura Enel Colombia	Filiales Colombia (incluido eliminaciones)	Enel Colombia consolidado (i)	Panamá (ii)	Guatemala (iii)	Costa Rica (iv)	Eliminación inversión Enel Colombia	Tota Balance de apertura Enel Colombia Consolidado
Utilidades retenidas por efecto de transición a NCIF	3.267.493.840	-	3.267.493.840	-	-	-	-	3.267.493.840
Efecto patrimonial combinación de negocios	(263.850.751)	-	(263.850.751)	-	-	-	-	(263.850.751)
Ganancias acumuladas	6.884.520.796	27.895.432	6.912.416.228	1.073.659.109	888.997.217	(344.996.023)	(1.645.555.736)	6.884.520.795
Patrimonio total	15.304.267.996	87.706.167	15.391.974.163	2.189.550.469	2.059.674.984	358.160.584	(4.695.092.205)	15.304.267.995
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la Controladora	15.304.267.995	-	15.391.973.239	1.271.645.724	2.042.634.042	-	(4.695.092.205)	15.304.267.995
Participaciones no controladoras	-	-	923	917.904.745	17.040.942	356.947.803	961.436.906	961.436.906
						1.212.781		
Total pasivos y patrimonio	\$ 25.205.502.953	\$ 291.476.073	\$ 25.496.979.026	\$ 2.874.607.710	\$ 2.141.318.786	\$ 855.142.507	-\$ 3.736.302.688	\$ 27.631.745.341

- (a) Los otros activos financieros corresponden principalmente a: (i) instrumentos derivados de cobertura proyecto COSENIT, fideicomisos de los proyectos FAER y ZOMAC, embargos y aporte a capital de la sociedad Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento, Instrumentos derivados de cobertura para obras en curso, certificados de depósito y garantías para contrato de arrendamiento; (ii) cuenta por cobrar en DPT por concepto de intereses y fondo de cesantías.
- (b) Los otros activos no financieros corresponden principalmente a: (i) anticipos a XM para transacciones en bolsa y transacciones internacionales de energía, anticipos para compra de bienes y servicios de otros acreedores, gastos pagados por anticipado por concepto de contribución a la Superintendencia de Servicios Públicos, descuento tributario IVA de Activos Fijos Reales Productivos – AFR, beneficios a empleados por préstamos, depósito en garantía a XM para respaldo de transacciones de energía y descuento tributario IVA de Activos Fijos Reales Productivos – AFRP; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por pólizas de seguros.
- (c) Las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corresponden principalmente a: (i) cartera de clientes del mercado regulado, cartera de alumbrado público, cartera de infraestructura, trabajos a particulares y cartera de esquemas regulatorios, cartera por venta de energía y acuerdos tripartitos por cobrar a proveedores y saldos a favor por retenciones; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por cuentas por cobrar a clientes por ventas de energía, facturas por emitir, otras cuentas por cobrar y anticipos otorgados a colaboradores.
- (d) Las cuentas por cobrar a entidades relacionadas corresponden principalmente a: cuenta por cobrar por el pago de proveedores de Fontibón ZE de acuerdo con el contrato de mandato suscrito entre las partes, cuenta por cobrar por contrato de construcción de las obras civiles y eléctricas requeridas para la adecuación de la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme II, cuenta por cobrar de acciones suscritas y prima en colocación de acciones; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por préstamos para construcción de plantas solares en Centro America. Incluye el ajuste por eliminación de las cuentas por cobrar y por pagar entre las entidades fusionadas.
- (e) Los inventarios corresponden a: (i) materiales eléctricos y accesorios de energía, materiales no eléctricos y transformadores; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por materiales, repuestos y accesorios eléctricos
- (f) Las inversiones en subsidiarias corresponden principalmente a: (i) inversiones en Bogotá ZE S.A.S., Colombia ZE S.A.S. e Inversora Codensa S.A.S., inversiones en las sociedades centro americanas (Panamá, Costa Rica y Guatemala) y el ajuste a método de participación patrimonial

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

(ver nota 12 numerales 1, 2 y 3). en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por la plusvalía reconocida por diversas combinaciones de negocios realizadas por Enel Green Power SpA en el pasado y originadas en Enel Solar SRL, Enel Green Power Panamá S.A., Jaguito Solar 10MW, S.A. y Progreso Solar 20 MW, S.A.

- (g) Los activos intangibles distintos de la plusvalía corresponden principalmente a: (i) derechos y servidumbres y programas informáticos, costos de desarrollo asociados a los proyectos de energías solares y eólicas. (ii) contrato de concesión para generación de energía hidroeléctrica mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí; (iii) costos incrementales de obtener un contrato y (iv) contrato de PPA para la construcción, operación y traslado de la planta (BOT) hasta septiembre 2031.
- (h) Las propiedades, planta y equipos corresponden principalmente a: subestaciones, líneas y redes de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución y edificios, terrenos y otras instalaciones, plantas solares y fotovoltaicas y edificios de control; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por plantas de energía, líneas y redes de distribución, adquisición de terrenos, edificaciones y otras instalaciones.
- (i) Los pasivos financieros corresponden principalmente a: colocación de bonos a corto y largo plazo, préstamos bancarios, garantías bancarias para cumplimiento de obligaciones y arrendamientos financieros, derivados con cobertura de flujos de efectivo con valoración pasiva y arrendamientos financieros bajo NIIF 16; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por arrendamientos financieros de terrenos, edificios y vehículos reconocidos bajo NIIF 16.
- (j) Las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corresponden principalmente a: cuentas por pagar a proveedores por compras de energía, cuentas por pagar por bienes y servicios, recaudo a favor de terceros y saldos a favor de clientes, cuentas por pagar por bienes y servicios relacionados con los proyectos en construcción; en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por el estimado de compras de energía, depósitos en garantía recibido de clientes de energía, reserva para prestaciones laborales y reservas de gastos operativos.
- (k) Las cuentas por pagar a entidades relacionadas corresponden principalmente a: cuentas por pagar por servicios informáticos, garantías bancarias, otros servicios y servicios de personal. en las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica están compuestos por préstamos para financiación de construcción de plantas solares.

Incluye el ajuste por eliminación de las cuentas por cobrar y por pagar entre las entidades fusionadas.
- (l) Las provisiones por beneficios a los empleados corresponden principalmente a: prestaciones sociales y aportes de ley, calculo actuarial de las pensiones y beneficios post empleo, beneficios por productividad y beneficios de empleados personal expatriado e impatriado. En el marco de la fusión se decidió mantener el capital emitido y la prima de emisión de acciones de Emgesa S.A. E.S.P. como sociedad absorbente, en el caso de las sociedades absorbidas estos rubros se reflejan en la prima por fusión.
- (m) En el marco de la fusión se decidió mantener el capital emitido y la prima de emisión de acciones de Emgesa S.A. E.S.P. como sociedad absorbente, en el caso de las sociedades absorbidas

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados (En miles de pesos)

estos rubros se reflejan en la prima por fusión.

- (n) Las reservas de la sociedad absorbente y las sociedades absorbidas se mantienen y se adiciona el ajuste por homologación de política de valoración de inversiones al método de participación patrimonial.
- (o) El efecto patrimonial por combinación de negocios es el resultado de la fusión efectuada en 2016 entre Codensa S.A. E.S.P. y la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.
- (p) Para la consolidación de las compañías de Panamá, Guatemala y Costa Rica se efectuó la eliminación de la inversión en Enel Colombia S.A. E.S.P. y la participación no controladora respectiva.

El siguiente es el resumen del efecto de los estados financieros de las sociedades absorbidas en la fusión:

	Emgesa S.A. E.S.P.	Estados financieros recibidos de la fusión:	Ajustes y/o eliminaciones	Efecto de la fusión	Balace de apertura Enel Colombia	Filiales Colombia (con eliminaciones)	Colombia	Panamá	Guatemala	Costa Rica	Eliminación inversión Enel Colombia	Efecto de la fusión Colombia consolidado
Activos	\$ 9.318.354.654	\$ 14.764.339.117	\$ 1.122.809.182	\$ 15.887.148.299	\$ 25.205.502.953	\$ 291.476.073	25.496.979.026	2.874.607.710	2.141.318.786	855.142.507	(3.736.302.688)	31.368.048.029
Pasivos	3.925.843.377	5.998.728.010	(23.336.430)	5.975.391.580	9.901.234.957	203.769.906	10.105.004.863	685.057.241	81.643.802	496.981.923	(2.647.389)	11.368.687.829
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	923	917.904.745	17.040.942	1.212.781	961.436.906	4.695.092.205
Efecto de la fusión en el patrimonio, neto	\$ 5.392.511.277	\$ 8.765.611.107	\$ 1.146.145.612	\$ 9.911.756.719	\$ 15.304.267.996	\$ 87.706.167	\$ 15.391.973.240	\$ 1.271.645.724	\$ 2.042.634.042	\$ 356.947.803	-\$ 4.695.092.205	\$ 15.304.267.995

1.4 Marco legal y regulatorio

Estrategia y Gestión Regulatoria

La estrategia y gestión regulatoria liderada por la Gerencia de Regulación, Relacionamiento Institucional y Medio Ambiente, tiene como principal objetivo definir, representar y promover la posición de la empresa en temas regulatorios del sector y ambientales ante gremios e Instituciones colombianas, panameñas, costarricenses y guatemaltecas, tanto a nivel nacional como local.

Desde la gerencia se gestionan institucional y regulatoriamente, diferentes iniciativas que le aportan al cumplimiento de los objetivos del Grupo y al propio desarrollo y evolución de los mercados, éstas son soportadas y presentadas a las entidades respectivas ya sea directamente o a través de gremios en donde nos encontramos inscritos, de manera que puedan ser consideradas en el desarrollo de los ajustes regulatorios y normativos.

En particular y de forma complementaria, se realiza el seguimiento y control de las novedades regulatorias y normativas que son expedidas por las diferentes Autoridades encargadas de definir la política, la regulación, la vigilancia y control a nivel nacional (Colombia, Panamá, Costa Rica y Guatemala), regional y local, socializando, identificando y gestionando los potenciales impactos con las líneas de negocio.

En cuanto a los procesos de consulta pública, se llevan a cabo los análisis de impacto normativo en coordinación con las líneas de negocio y se gestionan los comentarios frente a las propuestas normativas, de manera que se defina la estrategia local óptima, mediante la gestión de las relaciones con los actores reguladores (autoridades y organismos vinculados) en el País, socializando los impactos y realizando propuestas que contribuyan al desarrollo del sector y de la Organización.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) **Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados** (En miles de pesos)

En igual sentido, y considerando la información que es publicada y/o socializada por parte de las entidades de Gobierno, se revisan, analizan, comparten y difunden las Agendas Regulatorias e institucionales para que sean comentadas dentro de las condiciones establecidas en la participación pública de cada autoridad, de manera que sean tenidas en cuenta dentro del desarrollo de las unidades de negocio.

Marco regulatorio Colombia

Energía Eléctrica

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidieron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La principal institución del sector energético es el Ministerio de Minas y Energía (MME) que a través de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión y el plan de abastecimiento de gas natural. En el caso de la generación este plan es indicativo, mientras que en la transmisión es vinculante. 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.

La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea 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 ésta fuera posible.

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 actualmente con dos esquemas: i) las subastas de expansión de Energía Firme, dentro del esquema de “Cargo por Confiabilidad” y ii) las subastas de contratos de largo plazo definidas por el Ministerio de Minas y Energía (orientadas inicialmente a Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER). La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND), Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y Liquidación y Administración de Cuentas de los Cargos por Uso de las Redes del Sistema Interconectado Nacional (LAC).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG define la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP).

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), publicó El Plan Energético Nacional 2020-2050: "La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible" es un documento indicativo de prospectiva energética. Cuyo propósito es definir una visión de largo plazo para el sector energético colombiano e identificar las posibles vías para alcanzarla y los trade-offs entre ellas. Presenta escenarios energéticos de largo plazo, a través de los que se pueden analizar aspectos tecnológicos y económicos asociados a la transformación energética, que sirven como punto de apoyo en las decisiones estratégicas del sector.

En marzo de 2021 el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40060, mediante la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 y que hace referencia a la contratación obligatoria con Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER). La norma aplica a todos los comercializadores que atienden el mercado regulado y no regulado, los cuales están obligados a que el 10% de las compras anuales de energía destinadas a atender usuarios finales provengan de Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER). La obligación será exigible desde 2022 para la demanda regulada y desde 2023 para la demanda no regulada y regulada.

En junio de 2021, mediante la Resolución CREG 068 de 2021 la CREG aprobó la modificación del Plan de inversiones de CODENSA.

En junio de 2021, el Ministerio de Minas expidió la Resolución 40172, establece el incremento máximo tarifario para remuneración de los proyectos para ampliación de cobertura, el cual no será mayor al 1% del cargo de distribución.

En junio de 2021, la Comisión publicó la resolución CREG 075 de 2021. La resolución dicta disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte al SIN de acuerdo con lo solicitado por el MME en los lineamientos de política pública para la conexión establecidos en la resolución MME 40311 de 2021.

En el segundo trimestre de 2021, se destaca la expedición de la Resolución MME 40141 (que modifica la Resolución MME 40590/2019), mediante la cual se definen las condiciones finales para la participación de generadores y comercializadores en la tercera subasta de Contratos de Largo Plazo; podrán participar proyectos FRNCE con capacidad igual o mayor a 5 MW y que estén inscritos en UPME, en fase 2 y deberán contar con concepto de conexión a la red (transmisión nacional o regional) aprobado por la UPME.

En julio de 2021, se expidió la Ley 2099, dicta disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. Aborda temas relacionados con los beneficios tributarios por la inversión en el ámbito de la producción de energía con fuentes no convencionales de energía y de la gestión eficiente de la energía, promoción del hidrógeno verde y azul, racionalización trámites en la ejecución de proyectos de infraestructura para la prestación del servicio público de energía eléctrica, movilidad eléctrica y medición inteligente e institucionales

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

A finales de agosto de 2021 la CREG presentó a los agentes dos propuestas normativas con las cuales busca realizar algunas modificaciones al esquema de Cargo por Confiabilidad. Por un lado, se encuentra en discusión la Resolución 132 de 2021, mediante la cual el regulador propone definir una opción para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes que se respaldan con gas natural. Por otro lado, la Comisión publicó la Resolución 133 de 2021, con la cual se está planteando definir un esquema competitivo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes. Estas propuestas aún se encontraban bajo discusión al cierre de 2021.

En el mes de septiembre el Ministerio de Minas y Energía publicó la cartilla sobre la Misión de Transformación Energética – MTE donde se plantean recomendaciones y acciones, con plazos definidos, que marcan la hoja de ruta para adelantar cambios en el sector que le apunten, según el Ministerio, a modernizar el sector e incrementar su dinámica y competitividad. Ahí se presenta un resumen de las propuestas realizadas por los expertos en la Fase 1, y la Hoja de Ruta resultante de su priorización desarrollada en la Fase 2, así como los lineamientos legales y de política definidos.

Así mismo, a través de la Resolución 40279 el Ministerio de Minas y Energía adopta el Plan de Expansión de Referencia de Generación Transmisión 2020-2034 elaborado por la UPME, mediante el cual desarrolla la planificación indicativa de la expansión en generación y contiene las obras de transmisión las cuales deben ser ejecutadas a través de: 1. Convocatoria pública o 2. Ampliaciones del STN.

En noviembre de 2021, la Comisión expidió la Resolución CREG 148 de 2021 la cual estableció la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.

En noviembre de 2021, la Comisión publicó la Resolución CREG 174 de 2021 por medio de la cual reguló los aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN). También se regulan aspectos de procedimiento de conexión de los auto generadores a gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW y derogó totalmente la Resolución CREG 030 de 2018 que regulaba la materia.

En diciembre de 2021, La Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME publicó resolución 528 de 2021 por medio de la cual estableció el procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional – SIN y las disposiciones sobre la asignación de capacidad de transporte a proyectos clase 1 y como definir los parámetros generales de la Ventanilla Única.

En diciembre de 2021, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, expidió la resolución CREG 215 de 2021 por la cual se modifica la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018, la cual será de 12,09% a partir del año 2022.

En diciembre de 2021, a través de esta resolución 647 de 2021 la Agencia Nacional del Espectro – ANE actualizó el Cuadro Nacional de Atribución de Bandas de Frecuencias en donde se agrega la banda de frecuencias de 169 MHz para la implementación de comunicaciones de telemetría, telecontroles inalámbricos y la implementación de redes de infraestructura avanzada de medición.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados (En miles de pesos)

En diciembre de 2021, La CREG, a través de la Resolución 213 del 2021, publicó el porcentaje de la contribución especial (1% sobre los gastos de la Comisión) que deben pagar las personas prestadoras del servicio de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP).

En diciembre de 2021, La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó la Resolución 20211000811175, mediante la cual se establece el cobro de un primer pago por concepto de la Contribución Especial para la vigencia 2022.

Durante el año 2021, el Ministerio de Minas y Energía ha publicado las Resoluciones No. 00012, 00146, 0354, 00587 y 410296 de 2021 ordenando el pago de subsidios a el Grupo.

En febrero de 2022, el Ministerio de Minas y Energías publico la circular 40007 mediante la cual expone “algunas consideraciones en relación con el consumo facturable de los usuarios Autogenerados a Pequeña Escala (AGPE) que generan energía eléctrica a partir de las Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FCNER). Igualmente, se refiere a los subsidios y a la contribución especial de solidaridad en el sector eléctrico que hacen parte del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Retribución de Ingresos (FSSRI) administrado por el Ministerio de Minas y Energía”.

En febrero de 2022, la CREG publicó la Resolución 101 002 de 2022, Por la cual se define la fórmula de traslado en el componente de compras de energía G del CU con el fin de incluir las compras que realicen los comercializadores en los mecanismos autorizados como resultado de la aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018, para la atención de demanda regulada.

En el mismo mes, la Comisión publicó la Resolución CREG 101 004, a través de la cual se estableció la oportunidad en que se asignarán las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad a quienes representen plantas existentes para los períodos comprendidos entre diciembre 1 de 2023 a noviembre 30 de 2024, y diciembre 1 de 2024 a noviembre 30 de 2025.

En marzo de 2022, mediante la Resolución CREG 101 009 de 2022 la CREG modificó las disposiciones relacionadas con la participación en los procesos de selección para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional – STR. Esta resolución es definitiva y surge en desarrollo de las recomendaciones de la Misión de Transformación, indicando que en los Procesos de Selección del STR podrán participar los Transmisores Nacionales existentes.

En marzo de 2022, la CREG publicó la resolución 101 001 de Implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada. La resolución publicada tiene carácter definitivo y se basa en los borradores de regulación emitidos previamente por la CREG, en particular basado en la resolución CREG 219 de 2020 incorporando además el contenido del artículo 56 de la Ley 2099 de 2021 y manteniendo la Asignación de AMI bajo la Responsabilidad del OR, la propuesta de la constitución del Gestor de Datos-GIDI; además, indica al OR presentar un plan de implementación de AMI basado en un Análisis del Beneficio/Costo, incorpora Lineamientos Generales de Empoderamiento al Usuario, asigna hasta el 15% del costo base de comercialización al proyecto AMI, sin incluir los medidores y se plantean las fases de desarrollo, incluyendo usuarios existentes y nuevos usuario.

Aspectos Ambientales

En materia ambiental, mediante el Decreto 1076 del 26 de mayo de 2015, se realiza la compilación de las normas ambientales expedidas por el Gobierno Nacional, es decir, todos los decretos

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

reglamentarios vigentes que desarrollan las leyes en materia ambiental y cuyo propósito es evitar la dispersión normativa. El contenido se divide en tres secciones (libros):

1. Estructura del sector ambiental,
2. Régimen reglamentario del sector ambiente y
3. Disposiciones finales.

En la sección (libro) 2 se desarrolla la reglamentación para el uso, manejo y gestión de los recursos naturales, así como 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 y define las pautas para la no causación del impuesto a los usuarios que certifiquen ser carbono neutro, que posteriormente es reglamentado mediante el Decreto 926 de 2017.

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.

Mediante la Ley 2099 del 10 Julio 2021, se estableció que el MADS determinará los parámetros ambientales que deberán cumplir los proyectos desarrollados con energía geotérmica, además Prioriza el licenciamiento ambiental y sus modificaciones a proyectos con fecha de entrada en operación inferior a 2 años y, establece que No requerirán DAA los activos de conexión al SIN, de aquellos proyectos de generación de energía eléctrica que decidan compartir dichos activos de conexión en los términos definidos por la regulación expedida por la CREG. Finalmente establece que se crea el Sello de Producción Limpia: asignado a todos aquellos que utilicen únicamente fuentes no convencionales de energías renovables como fuentes de energía en los procesos de producción y que inviertan en mejorar su eficiencia energética, a reglamentarse por el MME. En este sentido, el Ministerio de Ambiente mediante Resolución 1060 de 2021 establece los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – EIA para el trámite de licencia ambiental de proyectos de uso de biomasa para la generación de energía.

El Ministerio de Minas y Energía, expidió el Decreto 421 del 22 de abril de 2021 “Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, en lo relacionado con las transferencias del sector eléctrico con destino a los municipios y distritos beneficiarios de los proyectos FNCER. Por su parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS, expidió el Decreto 644 del 16 de junio de 2021 relacionado con la financiación y destinación de recursos para la gestión integral de los páramos en Colombia a través de las transferencias del sector eléctrico donde para las centrales hidro, cuya destinación era del 6% (3% para municipios y 3% para corporaciones), ha establecido que el 3% de corporaciones deberá repartirse entre corporaciones y Parques Nacionales Naturales en la jurisdicción del proyecto.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) **Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados** (En miles de pesos)

Mediante la Resolución del Ministerio de Ambiente 1060 del 2021 se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, requerido para el trámite de la licencia ambiental en proyectos de uso de biomasa para la generación de energía

La Ley 2169, denominada ley de acción Climática, impulsa el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad y resiliencia climática para los sectores, dando carácter Legal a la NDC2020 (Contribución nacionalmente determinada del 2020) la cual busca implementar estrategias a corto, mediano y largo plazo para conservar y proteger los recursos naturales del país, llegar a la carbono neutralidad así como reducir las emisiones de GEI.

Plantea que en el 2030 culminen acciones que permitan llegar a cero la deforestación, disminuir las emisiones de carbono negro en un 40%, refrendar la meta de disminuir en un 51% las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y/o alcanzar la carbono-neutralidad para 2050.

Finalmente, resulta importante resaltar la declaración realizada por la Corte Constitucional mediante Comunicado 18, mediante la cual declara exequible el artículo 125 del Decreto 2106 de 2019, que establece que las autoridades ambientales no podrán exigir requisitos adicionales a los previstos en la normativa ambiental.

Gas Natural

La regulación en el sector del gas natural se encamina en el cumplimiento de los objetivos definidos en la Ley 142 de 1994: i) garantizar la calidad del servicio para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, ii) la ampliación permanente de la cobertura, iii) la prestación continua e ininterrumpida del servicio, iv) la prestación eficiente, v) la libertad de competencia y la no utilización abusiva de posición dominante.

A partir de la expedición del Decreto 2100 de 2011, se ha expedido una regulación orientada especialmente a asegurar y garantizar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad del servicio en el sector de gas natural. En este sentido, se han definido instrumentos regulatorios con el fin de incentivar las importaciones y el aumento de la producción de gas, estandarización de modalidades contractuales con el objeto de asegurar la atención de la demanda esencial en firme, definición de mecanismos de negociación que promuevan la competencia y la fijación de precios eficientes, y la creación y consolidación de un gestor de mercado con el fin disponer de manera oportuna de información operativa y comercial del sector.

Lo anterior se materializa por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG con la expedición de la Resolución 089 de 2013, mediante la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural. Así mismo, y según estudios efectuados por la CREG, y dada la concentración del mercado de gas natural, esta resolución es necesaria para promover la competencia entre quienes participan en dicho mercado, diseñando mecanismos que propendan por una mayor transparencia y liquidez del mercado, y la identificación de la necesidad de promover un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas.

En enero de 2021 se publica la Resolución CREG 001, mediante la cual se regula el mecanismo de asignación de la capacidad de transporte de gas natural cuando en el mercado primario se presente

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

en un trimestre estándar congestión contractual, conforme a lo previsto en la Resolución CREG 185 de 2020.

El 31 de mayo de 2021, el MME expide la Resolución 00014 mediante la cual publica la información correspondiente a la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2021-2030, certificada por los Productores y Productores – Comercializadores de gas natural, analizada, ajustada y consolidada por el Ministerio de Minas y Energía a través del Sistema para la Captura y Consolidación de la Declaración de Producción de Gas Natural – SDG. Aspectos destacados:

- Pronósticos de producción de gas natural declarados respecto de 184 campos.
- Producción Total Disponible para la Venta - PTDV declarada respecto de 85 campos (46% de los campos que presentaron la Declaración de Producción). De éstos, 21 se encuentra en Costa y 64 se encuentran en el interior.
- Declaración de 50 Gbtud como Cantidades Importadas Disponibles para la Venta - CIDV por parte de Calamarí LNG.

El 4 de agosto de 2021 es promulgada la Ley 2128 “Por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país”. Esta nueva Ley tiene por objeto incentivar el abastecimiento de gas combustible en el país y ampliar su utilización, con el fin de generar impactos positivos en el medio ambiente, en la calidad de vida y la salud de la población, además el acceso al servicio público, según lo establecido en la Ley 1955 de 2019.

El 30 de agosto de 2021 el MME a través de la Resolución 40286, estableció condiciones mediante las cuales el Ministerio pueda autorizar el desistimiento de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural ejecutados mediante procesos de selección, si se presentan situaciones que tengan origen en eventos irresistibles e imprevisibles, ajenos al control del adjudicatario que impiden la ejecución de los proyectos, que sean debidamente verificables.

En el mes de septiembre, la CREG publicó las Resoluciones 127 y 128; mediante las cuales hace ajustes a algunos de los aspectos contenidos, tanto en la Resolución CREG 107 de 2017, como en la Resolución CREG 152 de 2017, de acuerdo con las características de los proyectos incluidos por el Ministerio de Minas y Energía en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, y la introducción de mecanismos que incentiven el cumplimiento de las fechas anticipadas de entrada en operación.

El 7 octubre de 2021, la UPME Publica la Resolución No. 000330 de 2021, en la misma se hace la definición de 6 proyectos IPAT como parte del Plan de Abastecimiento de Gas Natural susceptibles de ser ejecutados en primera instancia por el transportador incumbente, se definieron los proyectos:

- 1 Capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday
- 2 Bidireccionalidad Barranca – Ballena.
- 3 Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena.
- 4 Interconexión Barranquilla - Ballena con Ballena – Barrancabermeja.
- 5 Ampliación capacidad de transporte ramal Jamundí - Valle del Cauca.
- 6 Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

La UPME publica el 22 de octubre de 2021 la Circular Externa No. 059 DE 2021, con esta circular se dio el cierre del proceso para la Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME GN No. 01-2020 (Planta de Regasificación del Pacífico).

El 22 de noviembre de 2021 la CREG publicó la Resolución CREG 175 de 2021, Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.

El Ministerio de Minas y Energía publica entre el 21 de octubre de 2021 al 28 de diciembre de 2021, tres resoluciones: Resolución 00763, Resolución 01124, Resolución 01446 de 2021, las cuales generan modificaciones en la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2021 – 2030, cambiando las PC (Producción Comprometida) y PTDV (Producción Total Disponibles para la Venta) para los campos: Bullerengue, Chuchupa, Ballena, Nutria, Llanito, Provincia, Bonanza, Corazón, Corazón West, La Cira Infantas, La Salina, Lisama, Pauto Sur, Payoa, Providencia, Tesoro y Yariguí-Cantagallo.

El 28 de enero de 2022 se publica la resolución CREG 227 de 2021, la cual corresponde a la Formula Tarifaria General de Comercialización de Gas Natural en donde se fijan disposiciones en torno a los precios y cantidades trasladables a la Demanda Esencial Regulada, se define sustituciones, eliminaciones e inclusiones dentro de la formula tarifaria y se definen lineamientos en torno a la contratación en el mercado primario y secundario de los agentes que atienden Demanda Esencial (Decreto 2100 de 2011).

En febrero de 2022 se publican las resoluciones CREG 702-001 de 2022 y 102 001: Ajustes a la resolución 175 de 2021, las cuales modifican fechas de entrega de información por parte de los transportadores dentro del proceso de solicitud de cargos a partir de la aplicación de la resolución 175 de 2021.

El 28 de marzo de 2022 se publica por parte del Ministerio de Minas y Energía la resolución 0354 de 2022, en la misma se generan modificaciones en la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2021 – 2030, cambiando las PC (Producción Comprometida) y PTDV (Producción Total Disponibles para la Venta) para los campos: Bullerengue, Chuchupa, Ballena, Nutria, Llanito, Provincia, Bonanza, Corazón, Corazón West, La Cira Infantas, La Salina, Lisama, Pauto Sur, Payoa, Providencia, Tesoro y Yariguí-Cantagallo.

Finalmente el 29 de marzo de 2022 se publica la resolución CREG 226 de 2021, la cual corresponde a una modificación de la resolución 186 de 2020, resolución que consolidaba el reglamento de Comercialización Mayorista en Suministro de Gas Natural, en la resolución CREG 226 de 2021 se adicionan a este reglamento de comercialización temas concernientes a la priorización del abastecimiento en torno a la atención de la Demanda Esencial con la fijación del mecanismo “MADE” (Mecanismo de aseguramiento demanda esencial), se modifica la asignación de la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) en el mercado primario, se hacen modificaciones a los contratos disponibles, se definen nuevas tareas para el Gestor del Mercado de Gas y se condiciona la comercialización de los contratos interrumpibles en el mercado primario y secundario.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados (En miles de pesos)

Marco regulatorio Centroamérica: Costa Rica, Guatemala, Panamá.

Costa Rica

La actividad de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad están catalogadas de acuerdo con la Ley 7.593 como servicios públicos, por lo cual la participación de los distintos actores en este sector está fuertemente concentrada en el Estado. Existen ocho empresas distribuidoras de energía eléctrica, de las cuales dos pertenecen al Estado y concentran tres cuartas partes de la demanda, dos son empresas municipales y las restantes cuatro son cooperativas. La participación de entes privados distintos de las cooperativas se da únicamente a nivel de generación y está regulada por en las leyes números 7.200 y 7.508.

El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el encargado de elaborar y coordinar la política pública y los programas relacionados a los sectores ambiental y energía, y en particular del sector eléctrico que se encuentran a cargo de la Secretaría de Planificación Subsectorial de Energía (SEPSE). La SEPSE es la encargada de formular y promover la planificación energética integral, mediante políticas y acciones estratégicas que garanticen el suministro oportuno y de calidad de la energía, contribuyendo al desarrollo sostenible del país. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) es la responsable de regular y fiscalizar la calidad y el precio de los servicios públicos de electricidad (Ley N° 7593). La Ley N°7593 le otorgó a la Aresep, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es una empresa estatal que brinda servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Es el mayor generador del país y funciona como comprador único de la energía generada por los generadores privados bajo la ley N° 7200 y N° 7508. Según su ley de creación (Ley N° 449 del 8 de abril de 1949) es el responsable de satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional, razón por la cual el ICE posee la mayor capacidad de las plantas generadoras del país, principalmente de carácter hídrico. El Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) es una dependencia del ICE, encargada de hacer el despacho de generación para la satisfacción de la demanda nacional. Las empresas generadoras al amparo de las Leyes 7200, 7508 y 8345, y las empresas distribuidoras con generación propia, están en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria, de sus plantas de generación con una capacidad instalada igual o superior que 5 MW.

La empresa estatal, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es el mayor generador del país y único comprador de la energía. A la fecha únicamente las cooperativas de electrificación rural y las empresas municipales pueden vender la energía que generen directamente a los clientes de su área de concesión, según la Ley N.° 8345.

La Ley N.° 7200 autoriza la generación privada en Costa Rica, mediante centrales de hasta 20 MW de capacidad instalada y de fuente hidroeléctrica y no convencionales; además, la ley establece que el conjunto de proyectos no debe exceder el 15% de la potencia total de las centrales eléctricas que integran el Sistema Eléctrico Nacional. Y como mínimo, el 35% del capital social de toda empresa que quiera generar electricidad para vender al ICE, debe ser propiedad de ciudadanos costarricenses.

Por otra parte, a través de la Ley N.° 7508 se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley N.° 7200. En este régimen de BOT (Building, Operation and Transfer), y el proceso de contratación se hace mediante el sistema de

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados (En miles de pesos)

licitación pública. El ICE puede comprar de estas centrales hasta un 15% adicional al autorizado por la Ley N.º 7200, para totalizar un 30% de la capacidad instalada nacional. El proceso de negociación de contratos de compra-venta de energía con generadores privados, se realiza por medio del Proceso Estrategias de Inversión del Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE) del ICE. El ICE como único comprador de energía eléctrica y fijador de precios, por lo cual no existe un mercado spot ni clientes libres.

Dado el esquema estatal del ICE como único comprador de energía eléctrica y fijador de precios en Costa Rica, no existen para los generadores públicos o privados de Costa Rica conceptos como el mercado spot o clientes libres.

El sistema de transporte de electricidad cumple con todas las características de un monopolio natural. La expansión del sistema la realiza el ICE, en concordancia con los programas de expansión de las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad. La transmisión de energía eléctrica es responsabilidad de la Unidad Estratégica de Negocios Producción Electricidad (UEN PE) del ICE.

La red de transporte de electricidad de Costa Rica está compuesta por subestaciones, líneas, transformadores y equipo de compensación de potencia reactiva. La misma opera a dos niveles de tensión principales, siendo el más importante el de 230 kV por su ubicación, permitiendo el transporte de grandes bloques de energía desde la zona norte y desde el Atlántico. El nivel de 138 kV se ubica principalmente en la zona central que forma un anillo central.

El papel del distribuidor como intermediario en la energía es de vendedor único en su zona de atención y el costo de compra de la energía al Sistema de Generación es trasladado directamente a las tarifas del Sistema de Distribución. A partir del 2013 se aplica una metodología para reconocer trimestralmente el impacto de los combustibles en las tarifas, previo ajuste de la tarifa de generación para no duplicar dicho impacto.

El 29 de marzo se dictaminó afirmativamente en la Comisión de Gobierno y Administración de la Asamblea el proyecto de ley No. 22561: Ley Para La Autorización A Los Generadores De Electricidad Para La Venta De Excedentes De Energía En El Mercado Eléctrico Regional. Ahora el proyecto deberá seguir su trámite de aprobación y ser aprobado por el Plenario Legislativo en dos debates.

Guatemala

El funcionamiento del mercado eléctrico se realiza a través de instituciones públicas y privadas. A nivel público se encuentra el Ministerio de Energía y Minas (MEM) que tiene como principal función el dictar la Política Energética, Planes de Expansión de la Generación y la Transmisión, aplicar la Ley General de Electricidad (LGE), entre otros. El regulador es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y tiene como funciones hacer cumplir la ley e imponer sanciones, velar por el cumplimiento de adjudicatarios y concesionarios, proteger a los usuarios, definir tarifas reguladas, dirimir controversias, emitir normas técnicas, entre otras.

El operador del sistema y administrador del mercado funciona como una empresa privada sin fines de lucro denominada Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el cual tiene como funciones administrar y coordinar el Mercado Mayorista mediante el cumplimiento del Reglamento del AMM y sus Normativas. El Mercado Mayorista está conformado por los generadores, transportistas, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y grandes usuarios.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

El mercado eléctrico de Guatemala funciona como un libre mercado desde 1996, donde fueron separadas las actividades de la industria eléctrica, por lo que se abrió a la libre competencia la generación y la comercialización de energía. La transmisión y la distribución funcionan como actividades reguladas donde participan empresas privadas y públicas para prestar el servicio, otorgadas mediante licitación pública.

Físicamente el sistema eléctrico está conformado por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual está integrado por el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y algunos sistemas aislados.

Los generadores podrán efectuar ventas directas a Comercializadoras o Grandes Usuarios, los que están definidos como aquellos que superan una demanda de 100 kW, los cuales tendrán la posibilidad de ser clientes libres fijando las tarifas libremente entre las partes. La otra fuente de venta de energía es al mercado mayorista en cuyo caso se rigen por las normas del Administrador del Mercado Mayorista.

En el Mercado Mayorista, se transan dos productos; 1. Potencia que se liquida de forma mensual y 2. Energía que se liquida de forma horaria.

El sistema de transporte está conformado por el sistema principal y el sistema secundario. El sistema principal incluye el sistema nacional interconectado troncal, la interconexión Guatemala – El Salvador y la interconexión Guatemala – México, y actualmente con América Central (SIEPAC); el sistema secundario está conformado por la infraestructura eléctrica utilizado por los generadores para el suministro de energía al sistema principal, y el que va del sistema principal a los centros de distribución. La red de transporte opera básicamente en cuatro niveles de voltaje: 400 kV, 230 kV, 138 kV y 69 kV.

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución (líneas, subestaciones y redes de distribución) que opera en tensiones menores de 34.5 kV. La operación de las principales componentes del sistema de distribución es coordinada por el AMM y ejecutada por los distribuidores.

El Valor Agregado de Distribución (VAD) es la remuneración que reciben las empresas que realizan la actividad de distribución final de electricidad, por permitir el uso de sus instalaciones de distribución, las que comprende, entre otros: redes de distribución de media y baja tensión, transformadores, acometidas, sistemas de medición; así como todos los costos de administración, comercialización y de operación y mantenimiento de dichas instalaciones. De esta forma, el VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución eficiente de referencia.

El 29 de marzo del 2022 se aprobó por parte del Congreso de la República la Ley de Fortalecimiento al Aporte Social de la Tarifa Eléctrica para ampliar el rango de tarifa social. Con esta Ley se amplía el rango para que aplique a usuarios de consumos de hasta 100 kWh mes (anteriormente aplicaba hasta 88 kWh). Esta ley aplicará durante todo el año 2022.

Panamá

Los distintos actores del sistema eléctrico panameño conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) **Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados** (En miles de pesos)

La ley 6 de febrero de 1997 y sus modificaciones, establece el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. La Ley establece que las actividades de Transmisión, Distribución, Comercialización y Generación de energía eléctrica son reguladas. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) es la entidad encargada de regular, fiscalizar y asegurar la excelencia en la prestación de los servicios públicos, garantizando tanto las empresas reguladas como a los clientes y/o usuarios finales, el cumplimiento de la normativa legal vigente, respetando sus derechos y haciendo efectivo el correcto cumplimiento de sus obligaciones.

En Panamá, la regulación establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), es la entidad gubernamental, que funge en calidad de gestor de compras, el cual tiene la responsabilidad de realizar en el Mercado de Contratos, la contratación de la potencia y energía para los clientes finales de las empresas de distribución. Las empresas distribuidoras deben estar contratadas al 100% con dos años de anticipación y gradualmente se establece porcentajes mínimos de contratación. El transporte de energía eléctrica en alta tensión desde el punto de entrega de los generadores hasta el punto de recepción por la empresa distribuidora o Gran Cliente lo realiza ETESA, y quien coordina las operaciones y las transacciones que se dan entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, es el Centro Nacional de Despacho (CND), una dependencia de ETESA.

Los Participantes Productores, conformados por los generadores, autogeneradores y cogeneradores ubicados en la República de Panamá; los distribuidores cuando venden excedentes de generación propia a terceros tienen diversas opciones para participar en el mercado panameño; i) ventas de energía y potencia al mercado de corto plazo o spot cuyo precio es definido por CND, ii) ventas por mercado de contratos y iii) ventas a mercados de contratos de clientes libres aquellos que tengan una demanda superior a 100Kw.

Para el fomento de pequeñas plantas generación utilizando fuentes nuevas, renovables y limpias, se han establecido incentivos en la Ley, que propone varios beneficios como lo son la exoneración del cargo por distribución y transmisión, exoneración de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes; así como del Impuesto de Transferencia de Bienes Muebles y Prestación de Servicios, para la construcción, operación y mantenimiento de centrales de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 kW de capacidad instalada.

El servicio de distribución comprende las actividades de transporte de la energía por las redes de distribución, la entrega de la energía a los clientes finales y la comercialización a los clientes. La distribución es una actividad monopólica, por lo tanto es regulada.

Las ventas de electricidad a clientes finales son retribuidas por medio de tarifas reguladas. Estas tarifas cubren los costos en que incurre cada empresa de distribución, para prestar el servicio a cada categoría de cliente, de acuerdo con las características propias de su consumo de energía.

Ley 162 que incentiva la movilidad eléctrica en el transporte terrestre en Panamá, fue aprobada en tercer debate por la Asamblea Nacional de Diputados y enviada al ejecutivo el 7 de marzo de 2022. Iniciativa impulsada por el diputado Edison Broce que incluye: la exoneración del impuesto de importación, exoneración de pago de placa por 5 años (placa verde), estacionamientos preferenciales; al igual que le permitirá al ciudadano revender energía para cargar vehículos eléctricos y el reemplazo de flotas eléctricas del transporte público y flotas estatales. Esta ley está pendiente de la sanción del Ejecutivo.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) **Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados** (En miles de pesos)

Ley 258 para la Utilización de Energía Renovable en el sector público, fue aprobada en tercer debate el 6 de abril de 2022 por la Asamblea Nacional de Diputados. La iniciativa de ley referente a la implementación del sistema de energía renovable en el sector público que destina producir, como mínimo, el 15% en estructuras existente y 25% en nuevas estructuras del total del consumo promedio anual. Esta ley está pendiente de la sanción del Ejecutivo.

2. Bases de presentación

El Grupo presenta sus estados financieros intermedios consolidados condensados en pesos colombianos y los valores se han redondeado a la unidad de miles de pesos más próxima (COP\$000), salvo cuando se indique lo contrario.

Los estados financieros consolidados incluyen información comparativa correspondiente al periodo anterior de Emgesa S.A. ESP y su filial, previo a la fusión.

Los principios contables aplicados en su elaboración son los que se detallan a continuación:

2.1 Principios contables

Los estados financieros intermedios consolidados del Grupo al 31 de marzo de 2022, han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF), establecidas en la Ley 1314 de 2009, reglamentadas por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015 modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017, 2483 de 2018, 2270 de 2019, 1432 de 2020 y 938 de 2021. Las NCIF aplicables en 2021 se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), junto con sus interpretaciones, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board – IASB, por sus siglas en inglés); las normas de base corresponden a las traducidas oficialmente al español y emitidas por el IASB al segundo semestre del 2020.

El Grupo aplica a los presentes estados financieros consolidados la siguiente excepción contemplada en Título 4 Regímenes especiales del Capítulo 1 del Decreto 2420 de 2015:

La determinación de los beneficios post empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación o invalidez, se efectuará de acuerdo con los requerimientos de la NIC 19, sin embargo, requiere la revelación del cálculo de los pasivos pensionales de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto 1625 de 2016, artículos 1.2.1.18.46 y siguientes y, en el caso de conmutaciones pensionales parciales de conformidad con lo dispuesto en el numeral 5 del artículo 2.2.8.8.31 del Decreto 1833 de 2016, informando las variables utilizadas y las diferencias con el cálculo realizado en los términos del marco técnico bajo NCIF.

Los presentes estados financieros intermedios consolidados condensados cumplen con los requerimientos de la NIC 34 en cuanto a la forma y contenido de los estados financieros intermedios y los requerimientos de la Superintendencia Financiera de Colombia para efectos de reporte como emisores, de igual manera se han seguido las mismas políticas y métodos contables de cálculo en los estados financieros intermedios que en los estados financieros anuales más recientes. Estos estados financieros intermedios consolidados condensados no incluyen toda la información ni todas las revelaciones que se requieren para los estados financieros anuales. Sin embargo, se incluyen notas explicativas sobre eventos y transacciones que son significativas para un entendimiento de los

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

cambios en la posición financiera y resultados obtenidos por el Grupo desde la presentación de su estado financiero anual. Por lo tanto, estos estados financieros intermedios consolidados condensados deben ser leídos conjuntamente con los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021.

El Grupo pertenece al Grupo 1 de acuerdo con las definiciones de los Decretos 2784 del 28 de diciembre de 2012 y 3024 del 27 de diciembre de 2013, de acuerdo con lo requerido el Grupo emitió los primeros estados financieros comparativos bajo las NCIF a diciembre 31 de 2015.

Las filiales de Centroamérica (Panamá, Costa Rica y Guatemala) elaboran sus estados financieros aplicando Normas Internacionales de Información Financiera NIIF, y se han efectuado los ajustes de homologación a Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF), por lo cual, las bases de presentación empleadas en la consolidación son uniformes.

Los presentes estados financieros intermedios consolidados condensados se han preparado siguiendo el principio de negocio en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo con las NCIF, de los activos y los pasivos que se registran a valor razonable.

La preparación de los estados financieros intermedios consolidados condensados de acuerdo con las NCIF requiere el uso de ciertos estimados contables críticos. También requiere que la gerencia ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables.

El Grupo no presenta transacciones de carácter cíclico, estacionario u ocasional que deben ser revelados de forma independiente en los estados financieros intermedios consolidados condensados.

Para efectos legales en Colombia, los estados financieros separados son los estados financieros principales.

2.2 Base contabilidad de causación

El Grupo prepara sus estados financieros consolidados, usando la base de contabilidad de causación, excepto para la información de los flujos de efectivo.

2.3 Estimados y criterios contables relevantes

En la preparación de los estados financieros se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la gerencia del Grupo, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- 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 Nota 3.1.11.).
- La vida útil de los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo (Ver Notas 3.1.5. y 3.1.6.).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

- La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros (Ver Nota 3.1.7. (b)).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (Ver Nota 3.1.12.).
- Los ingresos por energía entregada y no facturada al cierre del ejercicio derivados de la prestación del servicio de energía al quedar pendiente la lectura de los consumos en cada uno de los ciclos de facturación, las cuales son estimadas aplicando elementos de juicio para su determinación (Ver Nota 3.1.14.).
- Los ingresos y gastos estimados derivados de la actividad de generación que proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado mayorista y no regulado, de la bolsa de energía, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC por sus siglas en inglés) y del cargo por confiabilidad, así como las compras de energía necesarias para atender dichos contratos, son estimadas aplicando elementos de juicio para su determinación, (Ver Nota 3.1.14.).
- Las variaciones en los ingresos por cambios tarifarios, de acuerdo con las actualizaciones regulatorias.
- 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 facturar 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.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos inciertos o contingentes (Ver Nota 3.1.9.).
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales surgidos de la licencia ambiental principalmente para nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar (Ver Nota 3.1.6.).
- Los resultados fiscales, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros (Ver Nota 3.1.10).

Los juicios y estimaciones se han realizado con la información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros intermedios consolidados condensados, es posible que acontecimientos futuros obliguen a modificarlos al alza o a la baja en próximos periodos, realizán-dolo en forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los próximos estados financieros.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados

(En miles de pesos)

2.4 Entidades filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enel Colombia S.A. E.S.P., (antes Emgesa S.A. E.S.P.), directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, 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 Colombia S.A. E.S.P. tiene poder sobre su filial 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 filial.

Enel Colombia S.A. E.S.P. reevaluará si tiene o no control en una sociedad filial si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

2.5 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

Una asociada es una entidad sobre la cual Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.) posee influencia significativa sobre las decisiones de política financiera y de operación, sin llegar a tener control o control conjunto.

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que Enel Colombia S.A. E.S.P. ejerce control gracias al acuerdo con terceros y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

Negocio conjunto: es una entidad que una Compañía controla de forma conjunta con otros participantes, donde éstos mantienen un acuerdo contractual que establece el control conjunto sobre las actividades relevantes de la entidad; las partes tienen derecho a los activos netos de la entidad. En la fecha de adquisición, el exceso del costo de adquisición sobre la participación en el valor razonable neto de los activos identificables, pasivos y pasivos contingentes asumidos de la asociada o negocio conjunto, se reconoce como crédito mercantil. El crédito mercantil se incluye en el valor en libros de la inversión, no se amortiza y se somete individualmente a pruebas de deterioro de su valor.

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.

Un operador conjunto reconocerá en relación con su participación en una operación conjunta:

- a) sus activos, incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente;
- b) sus pasivos, incluyendo su participación en los pasivos incurridos conjuntamente;
- c) sus ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta de su participación en el producto que surge de la operación conjunta;

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

- d) su participación en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta del producto que realiza la operación conjunta; y
- e) sus gastos, incluyendo su participación en los gastos incurridos conjuntamente.

A la fecha de emisión de los estados financieros intermedios consolidados condensados el Grupo no posee inversiones en asociadas y no tiene registrado ningún crédito mercantil generado en inversiones en negocios conjuntos; ni acuerdos conjuntos.

2.6 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.

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". A la fecha de emisión de los estados financieros intermedios consolidados condensados, el Grupo no posee inversiones en negocios conjuntos o asociadas.

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las sociedades filiales 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 recíprocas.

Los resultados integrales de las sociedades filiales se incluyen en el estado de resultados integrales consolidado 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.

El Grupo contabiliza las combinaciones de negocios utilizando el método de la adquisición cuando el conjunto de actividades y activos adquiridos cumple la definición de un negocio y el control se transfiere al Grupo. Para ser considerado un negocio, un conjunto de actividades y activos adquiridos debe incluir como mínimo un insumo y un proceso sustantivo aplicado al mismo que, en conjunto, contribuyan significativamente a la capacidad de crear productos. La NIIF 3 proporciona la opción de

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

aplicar una “prueba de concentración” que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y activos adquiridos no es un negocio. La prueba de concentración se cumple si sustancialmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un solo activo identificable o grupo de activos identificables similares.

La consolidación de las operaciones de Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.) Sociedad Matriz y de las sociedades filiales 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 filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NCIF. 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 filial, 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 estos montos.

Para cada combinación de negocios, la sociedad elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la sociedad informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos 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.

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 ejercicio.

- (2) El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales 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 filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. 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. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.
- (6) Cuando se pierde control sobre una subsidiaria, se dan de baja en cuentas los activos y pasivos de la subsidiaria, cualquier participación no controladora relacionada y otros componentes de patrimonio. Cualquier ganancia o pérdida resultante se reconoce en resultados. Si se retiene alguna participación en la ex subsidiaria y ésta se contabiliza utilizando el método de participación, se reconoce la parte de la ganancia o pérdida que procede de la nueva medición a valor razonable en el resultado del período solo en la medida de la participación en la nueva asociada; si la participación que se retiene se contabiliza de acuerdo con NIIF 9, la parte de la ganancia o pérdida se reconoce en su totalidad en el resultado del período.

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”.

2.8 Moneda funcional y de presentación

La moneda funcional de Enel Colombia es el Peso Colombiano (COP), como así también la moneda de presentación de los estados financieros consolidados del Grupo.

La moneda funcional se ha determinado considerando el entorno económico en que opera la Sociedad. Esta conclusión se basa en que el COP 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 COP refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para Enel Colombia.

Las cifras están expresadas en miles de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción, la tasa representativa del mercado que se expresan en pesos colombianos, y las divisas (por ejemplo, dólares, euros, libras esterlinas etc.) que se expresan en unidades.

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 peso colombiano 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 intermedios consolidados condensados.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

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

Tipos de cambio

El tipo de cambio utilizado para la conversión de los estados financieros intermedios consolidados condensados de las subsidiarias centroamericanas se presentan de acuerdo con los siguientes valores (moneda local contra el peso colombiano):

	Al 31 de marzo de 2022	
	Cierre	Medio
Dólar Estadounidense (\$US)	3.748,15	3.807,17

3. Políticas Contables

3.1 Políticas contables aplicables a los estados financieros de propósito general

Las principales políticas contables aplicadas en la elaboración de los estados financieros consolidados adjuntos han sido las siguientes:

Estas políticas han sido unificadas, teniendo en cuenta el proceso de fusión descrito en la nota 1.4 y que las sociedades son entidades bajo control común, que venían aplicando políticas contables homogéneas; se ha efectuado la homologación, en el caso particular de las inversiones en subsidiarias que ingresan por la absorción de ESSA2 que venían valoradas al costo y que localmente se deben valorar por el método de participación patrimonial de acuerdo con lo establecido en el numeral 2 del artículo 11 del Decreto 2496 de diciembre de 2015, que indica que se debe realizar según lo establecido en el artículo 35 de la Ley 222 del 1995.

3.1.1 Instrumentos financieros

3.1.1.1 Efectivo y otros medios de liquidez equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera 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 en su valor.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados

(En miles de pesos)

3.1.1.2 Activos financieros

El Grupo clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías de medición: los que se miden al valor razonable y los que se miden al costo amortizado. Esta clasificación depende de si el activo financiero es un instrumento de deuda o de patrimonio.

3.1.1.2.1 Instrumento de deuda

Con la aplicación de la NIIF 9 a partir del 1 de enero de 2018, los activos financieros se clasifican a costo amortizado y a valor razonable.

(a) Activos financieros al costo amortizado

Un activo financiero se clasifica como medido al “costo amortizado” sólo si los siguientes criterios se cumplen: el objetivo del modelo de negocio del Grupo es mantener el activo para obtener los flujos de efectivo contractuales, y los términos contractuales dan lugar en fechas especificadas a recibir flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el capital pendiente de pago.

La naturaleza de los derivados implícitos en una inversión de deuda se considera para determinar si los flujos de efectivo de la inversión son únicamente pagos de capital e intereses, y en ese caso no se contabilizan por separado.

(b) Activos financieros al valor razonable con cambios en otro resultado integral

Los activos financieros que se mantienen para el cobro de flujos de efectivo contractuales y para vender los activos, donde los flujos de efectivo de los activos representan solo pagos de principal e intereses, y que no son designados al valor razonable con cambios en resultados, se miden al valor razonable con cambios en otro resultado integral. Los movimientos en el importe en libros se toman a través de otro resultado integral, excepto por el reconocimiento de ganancias o pérdidas por deterioro, ingresos por intereses y ganancias y pérdidas cambiarias en el costo amortizado del instrumento que se reconocen en el estado de resultados. Cuando el activo financiero se da de baja en cuentas, la ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en otro resultado integral se reclasifica de patrimonio al estado de resultados. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en “ingresos por intereses” utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

(c) Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados

Los activos que no cumplen los requisitos para costo amortizado o valor razonable con cambios en otro resultado integral se miden al valor razonable con cambios en resultados. Una pérdida o ganancia en un instrumento de deuda que se mide posteriormente al valor razonable con cambios en resultados y no es parte de una relación de cobertura se reconoce en el estado de resultados para el periodo en el que surge, a menos que surja de instrumentos de deuda que fueron designados al valor razonable o que no son mantenidos para negociar. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en “ingresos por intereses” utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

3.1.1.2.2 Instrumento de patrimonio

Todos los instrumentos de renta variable se miden por su valor razonable. Los instrumentos de patrimonio que se mantienen para negociar se valoran a valor razonable con cambios en resultados. Para el resto de los instrumentos de patrimonio, el Grupo puede realizar una elección irrevocable en el reconocimiento inicial para reconocer los cambios en el valor razonable con cargo a los otros resultados integrales en el patrimonio.

3.1.1.2.3 Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

Los derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra el contrato y son permanentemente remedidos a su valor razonable.

Si los instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas, se registran a su valor razonable a través del estado de resultados. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados como "otras ganancias/pérdidas, neto". Si son designados para cobertura el método para reconocer la ganancia o pérdida resultante de los cambios en los valores razonables de los derivados depende de la naturaleza del riesgo y partida que se está cubriendo.

El Grupo designa ciertos derivados como:

- Coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos (cobertura de valor razonable).
- Coberturas de un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocidos o de una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo) o
- Coberturas de inversiones netas en una operación en el extranjero (cobertura de inversión neta).

El Grupo documenta, al inicio de la cobertura, la relación entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos y estrategia de administración de riesgos que respaldan sus transacciones de cobertura. El Grupo además documenta su evaluación, tanto al comienzo de la cobertura como periódicamente, de si los derivados usados en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

El total del valor razonable de los derivados usados como cobertura se clasifica como activo o pasivo no corriente cuando el vencimiento del remanente de la partida cubierta es mayor a 12 meses, y se clasifica como activo o pasivo corriente cuando el vencimiento del remanente de la partida cubierta es menor a 12 meses. Los derivados que no son usados para cobertura o que son mantenidos para ser negociados se clasifican como activos o pasivos corrientes.

(a) Coberturas de valor razonable

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, y la ganancia o pérdida de la partida

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

cubierta atribuible al riesgo cubierto ajustan el importe en libros de la partida cubierta y se reconocen en los resultados del período.

La ganancia o pérdida relacionadas con la porción efectiva de los derivados se reconoce en el estado de resultados como “gastos financieros”, al igual que la porción inefectiva que también se reconoce en el estado de resultados, pero como “otras ganancias/ (pérdidas), neto”.

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta se amortiza en los resultados utilizando el método de interés efectivo, en el período remanente hasta su vencimiento.

(b) Coberturas de flujos de efectivo

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados como “otras ganancias/ (pérdidas), neto”.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se registran en el estado de resultados en los periodos en los que la partida cubierta los afecta (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos capitalizados son finalmente reconocidos en el costo de ventas cuando se venden los productos, si se trata de inventarios, o en la depreciación, si se trata de propiedades, planta y equipo.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de cobertura, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se producirá una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados como “otras ganancias/(pérdidas), neto”.

(c) Coberturas de inversión neta en el exterior

Las coberturas de inversiones netas de operaciones en el exterior se contabilizan de manera similar a las coberturas de flujos de efectivo. Cualquier ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionada con la porción efectiva de la cobertura se reconoce en otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva de la cobertura se reconoce inmediatamente en resultados como “otras ganancias/pérdidas, neto”.

Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio se transfieren al estado de resultados cuando la operación en el exterior se vende o se le da parcialmente de baja.

A la fecha de los presentes estados financieros intermedios consolidados condensados, el Grupo no tiene instrumentos de cobertura de inversiones netas de operaciones en el exterior.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

3.1.1.3 Pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican como medidos posteriormente al costo amortizado, excepto por los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados; esta clasificación aplica a los derivados constituidos para cubrir obligaciones que reflejan la estrategia que tiene el Grupo para cubrir los riesgos de mercado asociados a la tasa de interés o al tipo de cambio.

3.1.1.3.1 Deudas (Obligaciones financieras)

Las deudas se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. Las deudas se registran posteriormente a su costo amortizado; cualquier diferencia entre los fondos recibidos (neto de los costos de la transacción) y el valor de redención se reconoce en el estado de resultados durante el período del préstamo usando el método de interés efectivo.

Los costos incurridos para obtener las deudas se reconocen como costos de la transacción en la medida que sea probable que una parte o toda la deuda se recibirán. En este caso los honorarios se difieren hasta que el préstamo se reciba. En la medida que no haya evidencia de que sea probable que una parte o toda la deuda se reciba, los honorarios se capitalizan como gastos pagados por anticipado por servicios para obtener liquidez y se amortizan en el período del préstamo con el que se relacionan. Si los costos incurridos son inmateriales, se podrán llevar a resultados en el momento de la emisión de los títulos.

Los préstamos se clasifican en el pasivo corriente a menos que el Grupo tenga el derecho incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos 12 meses contados desde la fecha del balance.

Los costos de deudas generales y específicas directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial para estar preparados para su uso o venta previstos, se añaden al costo de dichos activos, hasta el momento en que los activos estén sustancialmente preparados para su uso o venta. Los ingresos por inversiones obtenidos en la inversión temporal de recursos obtenidos de deudas específicas que aún no se han invertido en activos cualificados se deducen de los costos por intereses susceptibles de capitalización. Todos los demás costos de deudas son reconocidos en el estado de resultados en el período en el cual se incurren.

3.1.1.4 Activos Financieros y Pasivos Financieros con Partes Relacionadas

Los créditos y deudas con partes relacionadas se reconocen inicialmente por su valor razonable más los costos de transacción directamente atribuibles. Con posterioridad al reconocimiento inicial, estos créditos y deudas se miden por su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. La amortización de la tasa de interés se reconoce en el estado de resultados como ingresos o costos financieros o como otros ingresos o gastos operativos, según cuál sea la naturaleza del activo o el pasivo que la origina.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

3.1.1.5 Cuentas por pagar comerciales

Las cuentas por pagar comerciales son obligaciones de pago por bienes o servicios que se han adquirido de los proveedores en el curso ordinario de los negocios. Las cuentas por pagar se clasifican como pasivos corrientes, si el pago debe ser efectuado en un período de un año o menos (o en el ciclo normal de explotación de la empresa si es más largo). Si el pago debe ser efectuado en un período superior a un año se presentan como pasivos no corrientes.

Las cuentas por pagar comerciales se reconocen inicialmente a su valor razonable y la medición posterior es a su costo amortizado usando el método de interés efectivo.

3.1.1.6 Reconocimiento y medición

Compras y ventas convencionales de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, que es la fecha en la cual el Grupo se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos a recibir flujos de efectivo han vencido o se han transferido y el Grupo ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad.

En el reconocimiento inicial, el Grupo valora los activos financieros a su valor razonable; sin embargo, en el caso de un activo financiero que no se mide al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero afectarán el valor del activo. Los costos de transacción de activos financieros que se miden a su valor razonable con cambios en resultados se contabilizan directamente en la cuenta de resultados.

Las ganancias o pérdidas de un instrumento de deuda que se valora posteriormente a su valor razonable y no es parte de una relación de cobertura se reconocen en los resultados y se presentan en el estado de resultados dentro de "otras (pérdidas) / ganancias - neto" en el período en que se producen.

Las ganancias o pérdidas de un instrumento de deuda que se valora posteriormente a su costo amortizado y no forma parte de una relación de cobertura se reconocen en los resultados del período cuando el activo financiero se da de baja o se deteriora y a través del proceso de amortización utilizando el método de interés efectivo.

Posteriormente, el Grupo mide todos los instrumentos de patrimonio a valor razonable. Cuando la gerencia haya elegido presentar ganancias o pérdidas de valor razonable no realizadas y realizadas y pérdidas en instrumentos de patrimonio en otros resultados integrales, no pueden ser registradas las ganancias y pérdidas de valor razonable en los resultados del ejercicio. Los dividendos de los instrumentos de patrimonio son reconocidos en los resultados, siempre y cuando representen un retorno de la inversión.

El Grupo debe reclasificar todos los instrumentos de deuda afectados cuando, y sólo cuando su modelo de negocio para la gestión de los activos financieros cambie.

3.1.1.7 Compensación de instrumentos financieros

Activos y pasivos financieros se compensan y su monto neto se presenta en el estado de situación financiera cuando existe un derecho legalmente exigible de compensar los importes reconocidos y la

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados

(En miles de pesos)

gerencia tenga la intención de liquidar la cantidad neta o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

3.1.1.8 Valores razonables de inversiones

Los valores razonables de las inversiones con cotización bursátil se basan en su precio de cotización vigente. Si el mercado para un instrumento financiero no es activo (o el instrumento no cotiza en bolsa) el Grupo establece su valor razonable usando técnicas de valuación apropiadas a las circunstancias.

Estas técnicas incluyen el uso de los valores observados en transacciones recientes efectuadas bajo los términos de libre competencia, la referencia a otros instrumentos que son sustancialmente similares, análisis de flujos de efectivo descontados y modelos de opciones haciendo máximo uso de información de mercado y depositando el mayor grado de confianza posible en información interna específica de la entidad.

3.1.2 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:

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

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 concesionario 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 período de construcción o mejora, de acuerdo con la NIIF 15.

Las obligaciones contractuales asumidas por el concesionario para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente, desvinculación o desmantelamiento 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.

La CINIIF 12 establece que el concesionario debe contabilizar los ingresos de actividades ordinarias y los costos relacionados con los servicios de construcción o mejora de acuerdo con la NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados

(En miles de pesos)

De acuerdo con esta norma el Ingreso se reconoce en función del avance en la adquisición o construcción de la infraestructura y por ende del reconocimiento del costo. La NIIF 15 plantea que el ingreso se va reconociendo en la medida en que avanza la obra, para ello plantea dos métodos:

- i) Métodos de producto que reconocen los ingresos de actividades ordinarias sobre la base de las mediciones directas del valor para el cliente de los bienes o servicios transferidos hasta la fecha en relación con los bienes o servicios pendientes comprometidos en el contrato.
- ii) Métodos de Recurso reconocen los ingresos de actividades ordinarias sobre la base de los esfuerzos o recursos de la entidad para satisfacer la obligación de desempeño (por ejemplo, recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, costos incurridos, tiempo transcurrido u hora de maquinaria utilizada) en relación con los recursos totales esperados para satisfacer dicha obligación de desempeño.

En el caso del contrato vigente entre Bogotá ZE con TMSA, se reconoce el derecho al pago por parte de esta entidad como activo financiero, con base en la estimación del ingreso de actividades ordinarias mediante la aplicación del método del recurso sobre los costos reales de la ejecución del contrato.

Posteriormente el activo financiero se amortizará de acuerdo con los montos facturados a TMSA y se reconocerá el ingreso financiero por la actualización de estos valores.

3.1.3 Inventarios

Las existencias de inventarios incluyen los bienes para venta o consumo interno, sobre los que se han adquirido los riesgos y los beneficios típicos de la propiedad, en esta clasificación se encuentran materiales, combustibles y certificados de reducción de carbono (CERs).

Los inventarios se muestran en el activo corriente en los estados financieros, incluso si se realizan después de 12 meses, en la medida en que se considera que pertenecen al ciclo de funcionamiento ordinario.

El costo de los inventarios está compuesto por el costo de compra, y todos los costos directa o indirectamente atribuibles al inventario, por ejemplo: transporte, los derechos de aduana, seguros, impuestos indirectos no recuperables, etc. y neto de los descuentos, bonificaciones y primas de carácter comercial.

En el caso de los CERs el costo inicial está determinado por el valor razonable de los mismos en la fecha de emisión de los certificados el cual es identificable para cada uno de ellos.

El costo de los bienes diferentes a los CERs, se mide de acuerdo con el método “promedio ponderado”, que considera las unidades de un artículo comprado en diferentes fechas y a diferentes costos, pertenecientes a un conjunto en el que las compras individuales ya no son identificables, pero igualmente disponibles.

El costo promedio ponderado debe incluir cargos adicionales, por ejemplo: costos por fletes marítimos, gastos de aduanas, seguros, etc. imputables y que se refiere a las adquisiciones durante el período.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

El costo de los inventarios puede no ser recuperable si los inventarios están dañados, si se encuentran parcial o totalmente obsoletos, o por baja rotación.

Los materiales obsoletos son entendidos como aquellos que no se espera que sean vendidos o utilizados en el ciclo de funcionamiento ordinario del Grupo, tales como, por ejemplo, chatarra y materiales tecnológicamente fuera de fecha. Se considera como materiales de lento movimiento los excedentes a un nivel de stock que puede considerarse razonable, de acuerdo con el uso normal esperado en el ciclo de funcionamiento ordinario. Los inventarios obsoletos y de lento movimiento tienen la posibilidad de uso o realización, que algunos casos representan su valor como venta de chatarra.

Los elementos de inventario que son consumidos en mantenimientos afectan los resultados del Grupo.

3.1.4 Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades discontinuadas

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta la propiedad, planta y equipo, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable.

Estos activos o grupos de activos sujetos a ser desapropiados se llevan al menor entre el importe en libros y el valor razonable menos los costos hasta la venta, y dejan de amortizarse o depreciarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el estado de situación financiera 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" y los pasivos también en una única línea denominada "Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta".

A su vez, el Grupo considera actividades discontinuadas a las líneas de negocio significativas y separables que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta, incluyendo, en su caso, aquellos otros activos que junto con la línea de negocio forman parte del mismo plan de venta. Así mismo, se consideran actividades discontinuadas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

Los resultados después de impuestos de las actividades discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada "Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas".

A la fecha de los presentes estados financieros el Grupo no tiene actividades discontinuadas.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

3.1.5 Activos Intangibles

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso. El Grupo evalúa en el reconocimiento inicial si la vida útil de los activos intangibles es definida o indefinida y el período de amortización, el cual es revisado al final de cada ejercicio.

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 ejercicios anteriores se explican en la política de deterioro de valor de los activos.

(a) Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo sigue la política de registrar 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 gastos de investigación se reconocen directamente en los resultados del ejercicio.

(b) Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos y derechos. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por el costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran al costo neto de la correspondiente amortización acumulada y las pérdidas por deterioro que, en su caso, se haya incurrido.

Las vidas útiles en promedio remanentes utilizadas para la amortización son:

Clase de Intangible	mar-22	dic-21
Colombia		
Derechos y servidumbres	33	22
Costos de desarrollo	7	-
Licencias	-	5
Programas informáticos	3	3
Panamá		
Licencias	38	39
Concesión	26	26
Guatemala		
Licencias	5	5
Activos de Contrato	10	11
Costa Rica		
Costos de desarrollo	9	10
Programas informáticos	2	3
Otros activos identificables	4	5

(*) Hacen referencia a los derechos que el Grupo tiene registrados para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco. Su amortización se reconoce

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados

(En miles de pesos)

por el método de línea recta. De igual forma en este rubro se clasifica la prima de estabilidad jurídica para el Quimbo la cual permite obtener beneficios tributarios por las inversiones realizadas en esta central; esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo con la vigencia de los beneficios tributarios.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de propiedad, planta y equipo se reconocen como otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta, el valor neto con-table del activo y los gastos de venta correspondiente.

3.1.6 Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo se reconocen inicialmente por su costo de adquisición y, posteriormente, se valoran al costo neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya incurrido.

Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos por intereses generales y específicos que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que necesariamente requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar preparados para el uso previsto o la venta, se añaden al costo de esos activos, hasta que llega el momento en que los activos están sustancialmente preparados para el uso que se pretende o la venta. 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 de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso.
- 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 actualizado, 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.
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales para proyectos nuevos, así como tasas de descuento a utilizar.
- Son componentes de propiedad, planta y equipo las piezas de repuesto cuando cumplen con las características de reconocimiento de los activos, estas piezas no hacen parte del inventario de materiales.

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba, es decir cuando se encuentran disponibles para su uso y en las condiciones previstas por la gerencia.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

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

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 desembolsos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se registran directamente en el estado de resultados como costo del periodo en que se incurren.

El Grupo, con base al resultado de las pruebas de deterioro considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos. La propiedad, planta y equipo, neto en su caso del valor residual, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que el Grupo espera utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva. El Grupo no considera significativo el valor residual de sus activos fijos.

Las vidas útiles promedio remanentes utilizadas para la depreciación son:

Clases de propiedad, planta y equipo	mar-22	dic-21
Colombia		
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	54	54
Equipos electromecánicos centrales hidroeléctricas	29	30
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	19	19
Torres de medición eólica	3	3
Estaciones solares	7	9
Paneles y Misceláneos	23	24
Subestaciones	25	29
Red de alta tensión	36	28
Red de baja y media tensión	31	27
Equipos de medida y telecontrol	17	13
Edificios	49	54
Instalaciones fijas, accesorios y otras	12	11
Arrendamientos financieros		
Edificios	62	62
Instalaciones fijas y otras (vehículos)	2	2
Terrenos	29	-
Panamá		
Plantas solares	30	30
Planta hidroeléctrica	12	13
Arrendamientos financieros		
Terrenos	30	30
Edificios	10	10
Vehículos	1	2
Guatemala		
Edificio	15	15
Activos hidroeléctricos y equipos de generación	34	34
Equipo industrial	5	5
Otros Activos	5	5
Vehículos	5	5
Mobiliario y material de oficina	5	5
Equipo de computación	3	3
Línea de transmisión	30	30

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

<u>Clases de propiedad, planta y equipo</u>	<u>mar-22</u>	<u>dic-21</u>
Costa Rica		
Planta y equipos	25	25
Edificios	37	37
Instalaciones fijas, accesorios y otras	4	4

Para los activos de distribución en el 2014 se realizó la apertura de los activos eléctricos como subestaciones, líneas y redes en el sistema contable y se modificaron las vidas útiles remanentes promedio, las cuales se aplicaron a partir del 1 enero de 2015.

El cambio en las vidas útiles corresponde al promedio de cada categoría, el cual puede variar de un año a otro por el efecto de los activos totalmente depreciados.

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida, excepto por:

- Los que se relacionen con un activo por derecho de uso, en cuyo caso se deprecia durante el plazo del arrendamiento, y
- Los predios inundados ubicados en las centrales de generación hidráulica dado que son depreciables porque no tienen un uso específico luego de la finalización de la vida útil de la central, por lo anterior su costo se deprecia dentro de la línea de plantas, ductos y túneles a 74 años.

El exceso de la depreciación fiscal sobre la contable genera un efecto tributario que se registra como un impuesto diferido pasivo.

Así mismo se definió que a partir de las exigencias ambientales establecidas en el Decreto 1076 de 2015 aplicable al Quimbo, existe una obligación de desmantelamiento para la casa de máquinas, en un tiempo que el Grupo ha estimado, en el escenario más conservador, de 50 años. (Ver Nota 18).

El exceso de la depreciación fiscal sobre la contable genera un efecto tributario que se registra como un impuesto diferido pasivo.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de propiedad, planta y equipo se reconocen como otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta, el valor neto con-table del activo y los gastos de venta correspondiente.

3.1.7. Deterioro de los activos

(a) Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos).

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existen indicadores de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicador 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Para cada actividad, los activos operan de manera integral y no pueden considerarse los flujos de efectivo independientes por componentes; por lo anterior se toman como Unidades Generadoras de Efectivo UGE cada segmento del Grupo Distribución y Generación. En Centroamérica se define como UGE cada Sociedad.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiéndose por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación de la propiedad, planta y equipo, de la plusvalía, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, 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 sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas proyecciones cubren, en general, la estimación los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables. Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio. 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.

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 "Deterioro" del estado de resultados. 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 un activo en ejercicios anteriores, son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su monto recuperable, aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el ajuste contable. En el caso de la plusvalía, los ajustes contables que se hubieran realizado no son reversibles.

(b) Activos financieros

El Grupo determina la pérdida crediticia esperada en todos sus títulos de deuda, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, ya sea por 12 meses o por el tiempo de vida de los activos, reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

La pérdida crediticia esperada se determinará periódicamente aplicando los modelos definidos por el grupo de la siguiente manera:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) **Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados** (En miles de pesos)

Modelo simplificado colectivo

Se aplica en general para la cartera comercial de Enel Colombia considerando las siguientes categorías:

- Residencial
- Comercial
- Industrial
- Oficial
- Alumbrado Público y
- Otros Negocios (PSVA's)

El modelo toma como base la información estadística de tres años, a partir de la cual determina los porcentajes de pérdida de crédito esperada para cada rango de vencimiento, multiplicando la probabilidad de Incumplimiento (en Ingles PD Probability of Default) por la pérdida dado el Incumplimiento (en Ingles LGD Loss Given Default), estos porcentajes son aplicados a los saldos de la cartera comercial facturada y estimada.

Modelo simplificado individual

Este modelo se aplica a la cartera comercial para los clientes que por sus características requieren análisis individual; adicionalmente este modelo considera la categoría de peajes que se ajusta a esta metodología por el bajo número de clientes que la conforma.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cartera facturada y estimada para cada contraparte, multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de Incumplimiento (PD): Puede ser provista por un proveedor externo si está disponible, o mediante la evaluación de los estados financieros de la contraparte; en caso de no contar con una PD específica por los mecanismos antes mencionados, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará la calificación país menos tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

Pérdida dado el Incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará el modelo de Basilea II.

Modelo general colectivo

Bajo este modelo se evalúan todos los otros activos financieros diferentes a las cuentas por cobrar comerciales, que están en el alcance de la NIIF 9. Este modelo agrupa las contrapartes en cuatro categorías definidas por el grupo:

- Administraciones públicas
- Contrapartes institucionales
- Préstamos a empleados y
- Otros activos

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) **Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados** (En miles de pesos)

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cada categoría multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de Incumplimiento (PD): Se determina de acuerdo con los lineamientos de grupo para cada categoría que consideran la calificación del Grupo, de la entidad financiera y del país, en algunos casos deduciendo de la última tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

Pérdida dado el Incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará el modelo de Basilea II.

Específicamente para Panamá, tenemos que la Administración considera que no existe riesgo de crédito para las cuentas por cobrar otras, debido a que la regulación del mercado eléctrico en Panamá establece los mecanismos para mitigar este riesgo, a través de garantías de pago e intereses por atraso. Sin embargo, de identificarse algún saldo con indicativo de incobrabilidad, la Administración registra una provisión para cubrir posibles pérdidas.

3.1.8 Arrendamientos

La NIIF 16 - Arrendamientos establece criterios específicos para el arrendador y el arrendatario así:

Arrendatario

La NIIF 16 establece principios de medición, reconocimiento, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios evalúen los siguientes parámetros bajo un modelo único de arrendamiento financiero.

Un contrato contiene un arrendamiento si transfiere el derecho a controlar el activo identificado, a cambio de una contraprestación. Por lo anterior los siguientes parámetros establecen la transferencia de control:

- Debe existir un activo identificado en el arrendamiento.
- El arrendatario debe tener el derecho a obtener sustancialmente los beneficios económicos por el uso del activo a lo largo del periodo de uso.
- El arrendatario tiene el derecho a dirigir como y para que propósito debe ser utilizado el activo a lo largo del periodo de uso. Esto se determina si:
 - o El arrendatario opera el activo a lo largo del periodo de uso, sin que el proveedor tenga el derecho a cambiar las instrucciones de operación o,
 - o El arrendatario diseñó el activo de tal forma que predetermina el propósito de uso de este a lo largo del periodo de utilización.

En caso de no cumplirse los parámetros mencionados anteriormente, los contratos no constituirán un arrendamiento bajo los parámetros establecidos en la NIIF 16.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) **Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados** (En miles de pesos)

Si se configura un arrendamiento financiero, el arrendatario debe reconocer al inicio del contrato los activos por derechos de uso y pasivos por arrendamiento financiero.

La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para arrendatarios:

- Arrendamientos de activos de “bajo valor”, definido como un valor, menor a USD 5.000.
- Arrendamientos a corto plazo (es decir, arrendamientos con un plazo de 12 meses o menos).

En este caso se reconocen en el estado resultados, y no hay lugar a activos por uso, ni pasivos por arrendamiento.

El pasivo por arrendamiento es medido al valor presente de los pagos no cancelables, durante el plazo pactado en el contrato; descontados usando la tasa de interés implícita en el arrendamiento, o la tasa de interés incremental en la fecha de inicio. Posteriormente, se requiere que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar los pagos). Se reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso.

Los activos por derecho de uso se miden en el momento inicial al costo, que comprende: i) El pasivo por arrendamiento, ii) los pagos por arrendamiento realizados antes o a partir de la fecha de comienzo, menos los incentivos de arrendamiento recibidos, iii) los costos directos iniciales incurridos por el arrendatario y iv) una estimación de los costos a incurrir por el arrendatario por desmantelamiento o restauración del activo.

Los activos por derecho de uso se deprecian de forma lineal durante el plazo más corto entre el plazo del contrato de arrendamiento y la vida útil estimada de los activos.

Se debe reconocer por separado el gasto de intereses, del pasivo por arrendamiento y el gasto por depreciación, del activo por derecho de uso. También se requiere que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar los pagos). Se reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso, excepto las consideraciones que normativamente se pueden reconocer directamente a resultados.

Arrendador

Un arrendador clasifica los arrendamientos como operativos o financieros. Un arrendamiento se clasifica como financiero, cuando se transfieren sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente. En caso de que no se transfieran los riesgos y ventajas asociados al activo subyacente, el arrendamiento será considerado como operativo.

Arrendamientos Financieros

Al inicio del contrato el arrendador reconoce los activos que tiene en arrendamiento y los presenta como una cuenta por cobrar por un valor igual a la inversión neta del arrendamiento.

Cuando un arrendador es fabricante o distribuidor reconoce los ingresos de actividades ordinarias por el valor razonable de los activos subyacentes entregados en arrendamiento descontados a una tasa

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

de interés de mercado. De igual forma reconoce el costo de ventas por el costo o el valor en libros si es distinto del activo subyacente.

Arrendamientos Operativos

El arrendador reconoce los ingresos de forma lineal por los pagos recibidos correspondientes al arrendamiento de los activos subyacentes.

Los activos subyacentes sujetos a ser arrendados se reflejan en el estado de situación financiera, de acuerdo con la naturaleza de los activos subyacentes.

3.1.9 Provisiones, pasivos y activos contingentes

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para el Grupo, cuyo monto y momento de cancelación son inciertos, se registran en el estado de situación financiera como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que el Grupo tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas en cada cierre contable posterior.

Como parte de las provisiones, el Grupo incluye la mejor estimación de los riesgos por litigios civiles, laborales y fiscales, por lo que no se espera que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados; dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar una fecha cierta de cancelación de la obligación estimada. Al evaluar la probabilidad de pérdida se debe considerar la evidencia disponible, la jurisprudencia y la evaluación de jurídica.

Los riesgos por litigios civiles y laborales que se consideran eventuales se revelan en las notas a los estados financieros (Ver Nota 18).

Los pasivos contingentes son obligaciones surgidas a raíz de sucesos pasados, cuya existencia está sujeta a la ocurrencia o no de eventos futuros que no se encuentran enteramente bajo el control del Grupo, u obligaciones presentes que surgen de eventos pasados de los cuales no se puede estimar de forma fiable la cuantía de la obligación, o no es probable que tenga lugar una salida de recursos para su cancelación. Los pasivos contingentes no son registrados en los estados financieros, pero se revelan en notas a los estados financieros, excepto por los que sean individualmente incluidos en el informe de precios de compra, realizado en una combinación de negocios, cuyo valor razonable pueda ser determinado de forma confiable.

Un activo contingente se da por la ocurrencia, o la no ocurrencia, de uno o más eventos inciertos en el futuro, que no están enteramente bajo el control de la entidad. Se revela cuando sea probable la entrada de beneficios; si la realización del ingreso es prácticamente cierta, se reconoce en los estados financieros.

El Grupo se abstendrá de reconocer cualquier activo de carácter contingente.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados

(En miles de pesos)

3.1.10 Impuestos

Comprende el valor de los gravámenes de carácter general obligatorio a favor del Estado y a cargo del Grupo, por concepto de las liquidaciones privadas que se determinan sobre las bases impositivas del período fiscal, de acuerdo con las normas tributarias del orden nacional y territorial que rigen en los sitios donde opera el Grupo.

3.1.10.1 Impuesto sobre la renta y complementarios e impuesto diferido

El gasto por impuesto a las ganancias del período comprende el impuesto sobre la renta y el impuesto diferido; que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, una vez aplicadas las deducciones que tributaria-mente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios. 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 vigentes cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tarifa vigente al cierre del año, por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo con la normatividad tributaria vigente con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período con sus costos y gastos correspondientes, y se registra por el monto del pasivo estimado.

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 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 filiales, 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados

(En miles de pesos)

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, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

El impuesto sobre la renta se presenta neto, luego de deducir los anticipos pagados y las retenciones en la fuente a favor.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se presentan en forma neta 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.

3.1.10.2 Impuesto de industria y comercio

En aplicación del artículo 86 de la Ley 2010 de 2019, el Grupo reconoció como gasto del ejercicio la totalidad del impuesto de industria y comercio causado en el año, el valor susceptible de imputarse como descuento tributario se trata como gasto no deducible en la determinación del impuesto sobre la renta en el año, el descuento tributario aplicado disminuye el valor del gasto por impuesto sobre la renta corriente del periodo; sobre los saldos susceptibles de aplicarse como descuento tributario para el año siguiente, se reconoció un activo por impuesto diferido.

3.1.11. Beneficios a empleados

(a) Pensiones

El Grupo tiene compromisos por pensiones, tanto de prestación definida como de aportación definida, que están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones. Para los planes de prestación definida, el Grupo registra el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados, a la fecha de los estados financieros, se cuenta con 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. El Grupo no posee activos afectos a estos planes.

(b) Otras obligaciones posteriores a la relación laboral

El Grupo otorga a sus empleados retirados por pensión, beneficios de auxilio educativo, auxilio de energía y auxilio de salud. El derecho a los beneficios mencionados depende generalmente de que el empleado hubiese trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) **Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados** (En miles de pesos)

experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente o cuando la casa matriz lo requiera, por actuarios independientes y calificados.

La retroactividad de las cesantías, consideradas como beneficios post empleo, se liquida a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen, se liquida esta prestación social por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado. En este último caso sólo a un número reducido de trabajadores y las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los su-puestos actuariales, se cargan o abonan al otro resultado integral.

El Grupo implementa planes de retiro voluntario que dentro de sus beneficios contemplan rentas temporales para los empleados que se acojan a los mismos y que les falte el tiempo que estipula el plan para tener derecho a la pensión por vejez. El beneficio consiste en el pago de una renta temporal por el tiempo establecido en el acta según lineamientos del plan; el valor de la renta se pagará sobre el salario promedio de cada trabajador a la fecha de retiro. Estos pagos se harán mediante los recursos colocados por el Grupo en una cuenta de un fondo privado y asignados a cada empleado que se acogió al plan; se le da el tratamiento de un beneficio post empleo dado que es responsabilidad del Grupo suministrar los recursos adicionales que se requieran al fondo para cubrir esta obligación o recibir el reintegro en caso de haber excedentes.

La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

(c) Beneficios de largo plazo

El Grupo reconoce a sus empleados activos beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente o cuando la matriz lo requiera, por actuarios independientes calificados.

(d) Beneficios por créditos a empleados

El Grupo concede a sus empleados créditos a tasas inferiores a las de mercado, razón por la cual, se calcula el valor presente de los mismos descontando los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, con cargo a las cuentas por cobrar. El beneficio se amortiza durante la vida del préstamo como mayor valor de los gastos por personal y las cuentas por cobrar se actualizan al costo amortizado reflejando su efecto financiero en el estado de resultados.

3.1.12 Estimación del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

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 entre las que se destacan las utilizadas para las obligaciones financieras que se registran al valor razonable en el momento de su desembolso, como contractualmente se han definido, de acuerdo a un mercado activo para pasivos con características similares; en ambos casos (activos y pasivos) con los 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: Datos de entrada 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”; y

Nivel 3: Datos de entrada para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (datos de entrada 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 del Grupo.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

En el caso de activos 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.

3.1.13 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

El Grupo presenta en su Estado de Situación Financiera los activos y pasivos clasificados en corrientes y no corrientes, una vez excluidos los activos disponibles para la venta al igual que los pasivos disponibles para la venta. Los activos son clasificados como corrientes cuando se pretenden realizar, vender o consumir durante el ciclo normal de las operaciones del Grupo o dentro de los siguientes 12 meses después del período del que se informa, todos los demás activos son clasificados como no corrientes. Los pasivos corrientes son los que el Grupo espera liquidar dentro del ciclo normal de operación o dentro de los siguientes 12 meses después del período del que se informa, todos los demás pasivos se clasifican como no corrientes.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes, en todos los casos.

3.1.14 Reconocimiento de Ingresos

El Grupo aplica un modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes basado en 5 etapas que son:

Etapas 1: Identificar el contrato o contratos con clientes.

Etapas 2: Identificar las obligaciones de desempeño en el contrato.

Etapas 3: Determinar el precio de la transacción.

Etapas 4: Asignar el precio de la transacción entre las obligaciones de desempeño del contrato.

Etapas 5: Reconocer el ingreso de actividades ordinarias cuando (o a medida que) la entidad satisface una obligación de desempeño.

El modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes contempla lo siguiente:

(a) Enfoque de cartera:

Con el objetivo de identificar los bienes y/o servicios prometidos en los contratos con clientes el Grupo aplica la solución práctica que permite agruparlos en "Categorías o Clúster" cuando poseen características similares en los términos y condiciones contractuales.

Estas categorías son determinadas utilizando las siguientes tipificaciones: a) Tipo de bienes o servicios ofrecidos (electricidad, servicios de valor añadido); b) Tipología de mercado (regulado, no regulado); o c) Tipo de cliente (tamaño, tipo, sector).

(b) Contratos con múltiples bienes y/o servicios:

Se configura un contrato con múltiples bienes y servicios, cuando el Grupo identifica varias obligaciones de desempeño en la transferencia de bienes y/o servicios ofrecidos a los clientes, y estas se satisfacen de manera independiente.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

(c) Satisfacción de las obligaciones de desempeño:

La satisfacción de las obligaciones de desempeño de acuerdo con el patrón de transferencia del control de los bienes y/o servicios comprometidos a los clientes, se realiza:

- A lo largo del tiempo.
- En un punto del tiempo.

Se satisfacen las obligaciones de desempeño a lo largo del tiempo cuando:

- El cliente consume de forma simultánea los beneficios proporcionados por el desempeño de la entidad a medida que el Grupo los realiza.
- El desempeño del Grupo crea o mejora un activo que el cliente controla a medida que se crea o mejora.
- El desempeño del Grupo crea o mejora un activo con un uso alternativo para la misma. El Grupo tiene el derecho exigible al pago del desempeño que haya completado a la fecha.

El ingreso se reconoce de acuerdo con la medición de la satisfacción de las obligaciones de desempeño. La medición de la satisfacción de las obligaciones de desempeño a lo largo de tiempo se realiza mediante dos tipos de métodos:

Métodos de Producto: Se realizan con base en mediciones directas de los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes.

Métodos de Recursos: Se realizan en relación con los recursos totales esperados.

(d) Contraprestaciones variables:

Si la contraprestación prometida en un contrato incluye un importe variable, el Grupo estimará el importe de la contraprestación a la cual tendrá derecho a cambio de la transferencia de bienes y/o servicios comprometidos con los clientes.

(e) Contratos con modificaciones:

Estos se configuran cuando se presentan cambios en el alcance o en el precio aprobados por las partes, que crean nuevos derechos y obligaciones exigibles en el contrato a cambio de los bienes y/o servicios ofrecidos a los clientes.

(f) Consideración como principal o agente:

Cuando se encuentre involucrado un tercero en proporcionar bienes y/o servicios a un cliente, el Grupo deberá determinar si el compromiso de cumplir con las obligaciones de desempeño está a su cargo o a cargo de una tercera parte. En caso de que el Grupo controle los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y satisfaga las obligaciones de desempeño por sí misma, esta actúa como principal. En caso contrario actúa como agente.

Cuando el Grupo controla y satisface las obligaciones de desempeño con los clientes actúa como principal y reconoce como ingreso el importe bruto de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de los bienes y/o servicios transferidos. Cuando el control y satisfacción de las

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

obligaciones desempeño están a cargo de una tercera parte; el Grupo actúa como agente y reconoce los ingresos por el importe neto de la contraprestación que tiene derecho.

Costos del contrato:

Se podrá reconocer un activo por los costos de obtener o cumplir un contrato.

Activos y pasivos contractuales:

El Grupo reconocerá un activo y un pasivo contractual, en la medida que se presentan las siguientes circunstancias en el suministro de bienes y servicios:

Activo contractual: Se presenta como el derecho que tiene el Grupo a una contraprestación a cambio del suministro de bienes y/o servicios transferidos a los clientes, cuando ese derecho está condicionado por algo distinto al paso del tiempo.

Pasivo del contrato: Corresponde a la obligación que tiene el Grupo de transferir bienes y/o servicios a los clientes, por los que el Grupo ha recibido una contraprestación por parte de los clientes.

3.1.15 Ingresos y costos financieros

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.

3.1.16 Reconocimiento de costos y gastos

El Grupo reconoce sus costos y gastos en la medida en que ocurran los hechos económicos en forma tal que queden registrados sistemáticamente en el periodo contable correspondiente, independiente del flujo de recursos monetarios o financieros. Los gastos están conformados por las erogaciones que no clasifican para ser registradas como costo o como inversión.

Dentro de los costos se incluyen las compras de energía, combustibles, costos de personal o terceros directamente relacionados con la venta o prestación de servicios, mantenimiento de los activos, costos del sistema de transmisión depreciaciones, amortizaciones, entre otros.

Dentro de los gastos se incluyen, impuestos, servicios públicos, entre otros. Todos ellos incurridos por los procesos responsables de la venta o prestación de los servicios.

Se incluyen como inversión, aquellos costos directamente relacionados con la formación o adquisición de un activo que requiere un período sustancial de tiempo para ponerlo en condiciones de utilización y venta.

Se capitalizan como construcciones en curso costos de personal directamente relacionado con la construcción de proyectos, costos por intereses de la deuda destinada a financiar proyectos y costos de mantenimientos mayores que aumentan la vida útil de activos existentes, entre otros.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)

Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados

(En miles de pesos)

3.1.17 Capital social

Las acciones comunes con o sin dividendo preferente se clasifican en el patrimonio. Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones u opciones se muestran en el patrimonio como una deducción del monto recibido neto de impuestos.

3.1.18 Reservas

Se registran como reservas las apropiaciones autorizadas por la Asamblea General de Accionistas, con cargo a los resultados del año para el cumplimiento de disposiciones legales o para cubrir los planes de expansión o necesidades de financiamiento.

La disposición legal que contempla la constitución de reservas aplicables a el Grupo es la siguiente:

El Código de Comercio exige a el Grupo a apropiar el 10% de sus utilidades netas anuales determinadas bajo las normas contables locales como reserva legal hasta que el saldo de esta reserva sea equivalente al 50% del capital suscrito. La reserva legal obligatoria no es distributable antes de la liquidación del Grupo, pero puede utilizarse para absorber o reducir pérdidas netas anuales. Son de libre disponibilidad para los accionistas los saldos de la reserva en exceso del 50% del capital suscrito.

Hasta el 2016, el artículo 130 del estatuto tributario, contemplaba la apropiación de las utilidades netas equivalentes al 70% del mayor valor de la depreciación fiscal sobre la depreciación contable, calculada bajo normas contables locales. Este artículo fue derogado por la ley 1819 del 2016 en el artículo 376; por lo anterior a partir del 2017 no se apropia esta reserva, pero se mantienen las reservas de años anteriores.

3.1.19 Utilidad por acción

La utilidad básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia neta del periodo atribuible a los accionistas del Grupo y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de las mismas en circulación durante dicho periodo, a partir de la fusión de Enel Colombia, no se cuenta con acciones con dividendo preferente.

3.1.20 Distribución de dividendos

Las leyes mercantiles de Colombia establecen que, una vez efectuadas las apropiaciones para la reserva legal, reserva estatutaria u otras reservas y el pago de impuestos, se distribuirá el remanente entre los accionistas, de acuerdo con el proyecto de distribución de acciones presentado por la administración del Grupo y aprobado por la Asamblea General. El pago del dividendo se hará en dinero efectivo, en las épocas que acuerde la Asamblea General al decretarlo y a quien tenga la calidad de accionista al tiempo de hacerse exigible cada pago.

Cuando corresponda absorber pérdidas, estas se enjugarán con las reservas que hayan sido destinadas especialmente para ese propósito y, en su defecto, con la reserva legal. Las reservas cuya finalidad fuere la de absorber determinadas pérdidas no se podrán emplear para cubrir otras distintas, salvo que así lo decida la Asamblea General.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

Al cierre de ejercicio se determina el monto de la obligación 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 valor del “patrimonio total” en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en primera instancia es por la Junta Directiva del Grupo y en segunda instancia la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

Panamá y Costa Rica se enmarcan en la generalidad descrita previamente.

En Guatemala, el decreto 10-2012 Ley de actualización tributaria en Guatemala, establecen que, una vez efectuada la reserva legal del 5%, se podrá distribuir a los accionistas las utilidades acumuladas fiscales en quetzales, de acuerdo con el proyecto de distribución de acciones presentado por la administración del Grupo y aprobado por la Asamblea General. El pago del dividendo se hará en dinero efectivo, en las épocas que acuerde la Asamblea General al decretarlo y a quien tenga la calidad de accionista al tiempo de hacerse exigible cada pago. Este pago estará sujeto a una retención del 5% en el momento que se realice el pago o acreditamiento.

3.1.21 Segmentos de operación

Un segmento de operación es un componente de una entidad:

- que desarrolla actividades de negocio de las que puede obtener ingresos de las actividades ordinarias e incurrir en gastos (incluidos los ingresos de las actividades ordinarias y los gastos por transacciones con otros componentes de la misma entidad).
- cuyos resultados de operación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento; y
- sobre el cual se dispone de información financiera diferenciada.

El Grupo para todos sus efectos, de acuerdo a los lineamientos de la NIIF 8 cuenta con dos segmentos distribución y generación asociados al negocio de energía; sin embargo el Grupo desarrolla otras actividades como la comercialización de gas, bonos de carbono, alquiler de infraestructura de alumbrado público y otros negocios que no se consideran como un segmentos independientes, dado que son involucrados en la toma de decisiones de la dirección, dentro de los segmentos mencionados dado que tienen aspectos en común como el grupo de clientes a quien va dirigido.

De acuerdo con la ubicación geográfica se desarrollan actividades en Colombia y Centroamérica en los países de Panamá, Costa Rica y Guatemala.

4. Efectivo y equivalentes de efectivo, neto

	<u>Al 31 de marzo de 2022</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2021</u>
Saldos en bancos	\$ 1.370.587.180	191.832.049
Depósitos a corto plazo (1)	648.429.444	-
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (2)	1.255.611	21.868.464
Efectivo en caja	78.007	945
	<u>\$ 2.020.350.242</u>	<u>\$ 213.701.458</u>

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

El detalle del efectivo y equivalente en pesos por tipo de moneda presentado en la parte superior es el siguiente:

Detalle por Moneda (*)	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Pesos Colombianos	\$ 1.149.337.975	\$ 205.537.205
Dólares Americanos	844.489.428	8.164.253
Quetzal Guatemalteco	25.397.911	-
Colón Costarricense	1.124.928	-
	\$ 2.020.350.242	\$ 213.701.458

(*) Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 31 de marzo 2022 y 31 de diciembre de 2021 de \$3.748,15 y \$3.981,16 por US\$1 respectivamente.

- (1) Los depósitos a corto plazo principalmente corresponden a certificados de depósito a término fijo (CDT's) constituidos en Panamá que vencen en un plazo igual o inferior a 90 días desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo.
- (2) El otro efectivo y equivalente de efectivo está compuesto principalmente por las carteras colectivas que corresponden a operaciones habituales que realiza diariamente la tesorería a estas entidades, con el fin de canalizar los recursos procedentes del recaudo y disponerlos para el manejo de la liquidez de corto plazo del Grupo.

El efectivo y equivalentes al efectivo son mantenidos principalmente en bancos e instituciones financieras, que están calificadas entre el rango AA- y AAA+, según las agencias calificadoras (Standard & Poors, Fitch Rating).

Los depósitos a corto plazo principalmente corresponden a certificados de depósito a término fijo (CDT's) que vencen en un plazo igual o inferior a 90 días desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo.

Al 31 de marzo 2022 y 31 de diciembre 2021, el Grupo presenta garantías para respaldar las operaciones de futuros con trading. (Ver Nota 29).

Al 31 de marzo 2022 el importe de la provisión por deterioro del efectivo y equivalentes de efectivo es de \$29.644.

La siguiente tabla detalla el movimiento en los pasivos que se originan por actividades de financiación del Grupo al 31 de marzo de 2022, incluyendo aquellos movimientos que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo.

	Saldo a 1 de enero de 2022	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo			Saldo a 31 de marzo de 2022
		Importes procedentes préstamos	Pago de préstamos e intereses	Otros importes asociados al efectivo	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Bonos	\$1.870.489.779	\$ -	\$(327.695.132)	\$2.181.297.797	\$98.737.447	\$ -	\$ -	\$3.822.829.891
Préstamos y Obligaciones Bancarias	451.452.900	235.639.950	(7.946.311)	1.870.955.475	26.937.761	-	-	2.577.039.775
Pasivos por arrendamientos	82.774.592	-	(2.924.514)	233.946.292	2.351.103	30.036.621	-	346.184.094
Línea de Crédito	53.452	-	-	(53.452)	316.298	-	-	316.298
Instrumentos derivados	41.864	-	(25.220.869)	25.220.869	-	-	74.395.813	74.437.677
Préstamos vinculadas	-	519.768	(519.857)	-	-	-	-	(89)
Total pasivos por actividades de financiación	\$2.404.812.587	\$236.159.7185.639.950	\$(364.306.683)	\$4.311.366.981	\$128.342.609	\$30.036.621	\$74.395.813	\$6.820.807.646

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

	Saldo a 1 de enero de 2021	Flujos de efectivo		Cambios distintos al efectivo				Saldo a 31 de marzo de 2021
		Importes procedentes préstamos	Pago de préstamos e intereses	Otros importes asociados al efectivo	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Bonos	2.755.823.708	-	(833.876.381)	355.093	33.939.725	-	-	1.956.242.145
Préstamos y Obligaciones Bancarias	-	300.000.000	-	-	1.666.816	-	-	301.666.816
Pasivos por arrendamientos	7.729.440	-	(1.698.423)	(1.355.327)	128.083	222.569	-	5.026.342
Instrumentos derivados	1.741.469	-	-	(1.741.469)	-	-	47.446	47.446
Línea de Crédito	168.249	-	-	(168.249)	282.955	-	-	282.955
Préstamos vinculadas	-	45.000.000	(45.120.437)	-	120.437	-	-	-
Total pasivos por actividades de financiación	2.765.462.866	345.000.000	(880.695.241)	2.909.952	36.138.016	222.569	47.446	2.263.265.704

5. Otros activos financieros, neto

	Al 31 de marzo de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Contratos de concesión de servicios - Costo amortizado (1)	\$ 36.406.096	\$ 192.367.893	\$ -	\$ -
Fideicomisos	20.786.980	275.220.353	5.134.456	-
Fideicomisos (2)	20.787.259	275.220.353	5.135.164	-
Deterioro fideicomisos (*)	-	279	-	708
Embargos judiciales	5.716.406	-	4.162.635	-
Embargos judiciales (3)	5.746.271	-	4.192.500	-
Deterioro embargos judiciales (*)	-	29.865	-	29.865
Otros activos (4)	1.494.350	134.466.927	-	-
Garantías mercados derivados energéticos	838.155	-	855.579	-
Instrumentos derivados de cobertura (5)	251.212	48.758.851	2.612.348	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (6)	-	16.002.588	-	481.721
	\$ 65.493.199	\$ 666.816.612	\$ 12.765.018	\$ 481.721

(*) Ver nota 7, numeral 4, este valor hace parte del deterioro del modelo general colectivo.

- (1) El activo financiero corriente por contrato de concesión de servicios corresponde al registro del cálculo del activo financiero bajo los parámetros La CINIIF 12 – Acuerdos de Concesión de Servicios (interpretación) y como producto del contrato de concesión No 108 de 2021 firmado con la empresa de Transportes del Tercer Milenio – Transmilenio S.A. el cual delega el suministro de buses y el suministro de infraestructura de apoyo eléctrica para recarga de los buses (patios) y el mantenimiento de la misma, por cuenta y riesgo del concesionario Usme ZE y bajo la vigilancia y control de la entidad concedente a cambio de una remuneración que consiste en las tarifas de tasa de remuneración mensual por vehículo zonal, tasa de remuneración mensual de gestión por vehículo zonal y servicios de tarifa mensual (patio), que son otorgadas por la explotación del bien, como modalidad de contraprestación que las partes acuerdan por una duración de Quince (15) años y quince (15) meses sumando las diferentes etapas en que se divide el Contrato.

En Costa Rica se tiene un activo financiero no corriente que se deriva del derecho a cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) un monto anual de US\$ 150 por kilovatio de potencia contratada por disponibilidad de la Central, equivalente a US\$ 7.350.000 anuales. Dicho cobro se realizará mensualmente y se ajustará ante cualquier incumplimiento de la disponibilidad comprometida de la planta. La gerencia ha considerado que el riesgo de incumplimiento es mínimo y ha contemplado el monto total por kilovatio para estimar el activo financiero. El activo financiero ha sido determinado

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

como el valor presente de los cargos futuros por disponibilidad descontados al costo promedio ponderado de capital (WACC) de 7.02%, correspondiente al WACC estimado por la Gerencia a una fecha cercana a la notificación de la orden de proceder con la construcción de la Planta, que fue el 26 de septiembre de 2011. Se ha considerado el cobro sobre la disponibilidad de la Planta desde el inicio de operaciones comerciales el 9 de diciembre de 2016 hasta el final del plazo del PPA en septiembre de 2031.

(2) Al 31 de marzo de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 el saldo de los fideicomisos corresponde a:

	<u>Al 31 de marzo de 2022</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2021</u>
Fideicomiso Transmilenio (a)	\$ 289.784.606	\$ -
Fideicomisos Embalse Tominé (b)	2.442.313	3.177.232
Fideicomisos Proyecto FAER (c)	1.482.806	-
Fideicomisos El Quimbo (d)	924.862	919.024
Fideicomisos Proyecto ZOMAC (e)	874.535	347.762
Fideicomisos Embalse Muña (a)	498.490	691.146
Total	\$ 296.007.612	\$ 5.135.164

Los fideicomisos existentes en el Grupo tienen una destinación específica y respaldan obligaciones contratadas en proyectos clave para el negocio, que aclaran su destinación.

- (a) El Grupo actuando como fideicomitente, incorporó un Patrimonio Autónomo que se constituyó con Fiduciaria Corficolombiana S.A. el 23 de febrero de 2021, a través del cual se canalizan todos los recursos necesarios para la administración de todas las etapas de ejecución del Contrato de Concesión firmado con Transporte del tercer milenio – Transmilenio S.A. (TMSA).
- (b) El saldo a 31 de marzo de 2022 corresponde a los fideicomisos con BBVA S.A. así:
- Embalse de Tominé Fiduciaria Fideicomiso No. 31636 por \$ 2.354.179 y Fideicomiso No. 31555 por \$88.134, destinados para la administración, operación, mantenimiento y mejoramiento del Embalse de conformidad con la resolución No 0776 de 2008. Con el Embalse de Muña Fiduciaria Fideicomiso No 31683 por \$ 498.490 destinados para el cumplimiento al fallo del Consejo de Estado dentro de la acción popular radicada con el No 479 de 2001 y para el cumplimiento de la resolución No 1153 del 17 de junio de 2015 para la elaboración del Plan de Manejo Ambiental del Embalse del Muña.
- (c) Corresponde al fideicomiso de proyectos FAER para la construcción de redes eléctricas en zonas rurales del sistema interconectado nacional.
- (d) El Fideicomiso El Quimbo se constituyó con Corficolombiana S.A., para atender compromisos derivados de la construcción de la central hidroeléctrica.
- (e) El Fideicomiso ZOMAC se constituyó a partir de la aprobación de la Agencia de Renovación del Territorio (ART) de vinculación por el pago del impuesto sobre la renta y complementarios para los períodos gravables 2018 y 2019, mediante la ejecución de proyectos viabilizados de trascendencia social en los diferentes municipios ubicados en zonas más afectadas por el conflicto armado (ZOMAC).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

- (3) Al 31 de marzo de 2022, el saldo corresponde principalmente a embargos ejecutados sobre las cuentas bancarias del Grupo por un proceso laboral por \$2.483.000 y procesos civiles por \$3.263.271.
- (4) A 31 de marzo de 2022 el Grupo recibió por concepto de intereses \$ 99.815 correspondientes al Swap de cobertura de tasa de interés deuda en IBR. De igual manera, se constituyó un depósito de garantía por un valor de \$ 97.766.

Al 31 de marzo de 2022, la compañía Enel Green Power Panamá, tiene cuenta por cobrar en DPT por concepto de intereses por valor de \$ 345.976. De igual forma, se ha constituido un fondo de cesantías toda vez que el Código de Trabajo de la República de Panamá establece en la legislación laboral el reconocimiento de una prima de antigüedad de servicios. Para tal fin, la Compañía ha establecido una provisión, la cual se calcula sobre la base de una semana de indemnización por cada año de trabajo, o lo que es igual al 1.92% sobre los salarios pagados en el año. Los empleadores tienen la obligación de los empleadores de constituir un fondo de cesantía para pagar a los empleados la prima de antigüedad y la indemnización por despido injustificado que establece el Código de Trabajo. El fondo de cesantías es clasificado como otros activos no corrientes.

A 31 de marzo la compañía cuenta con cuenta por cobrar de IVA que se origina de las compras y servicios adquiridos en Renovables de Guatemala S. A. y Transmisora de Energía Renovable S. A.

- (5) El Grupo al 31 de marzo de 2022 tiene constituidos once (11) derivados de cobertura de flujo de caja y un (1) Swap de interés con valoración activa así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor de Riesgo	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	MTM CP	MTM LP
Forward	Cobertura Cosenit USD	COLPATRIA_CO	TIPO CAMBIO	2.750.277	USD	3.764,47	\$ 74.884	\$ -
Forward	Cobertura Cosenit USD	COLPATRIA_CO	TIPO CAMBIO	3.467.662	USD	3.772,20	68.055	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BBVA_CO	CASH FLOW HEDGE	110.000.000	CNH	593,79	51.910	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	BANCO_ITAU_CO	TIPO CAMBIO	774.361	USD	3.732,44	24.370	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	BANCO_ITAU_CO	TIPO CAMBIO	356.957	USD	3.742,52	13.065	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BANCO_ITAU_CO	TIPO CAMBIO	1.500.000	USD	3.863	10.922	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	BANCO_ITAU_CO	TIPO CAMBIO	417.357	USD	3.753,81	4.301	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	BANCO_ITAU_CO	TIPO CAMBIO	139.731	USD	3.753,75	1.448	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	BANCO_ITAU_CO	TIPO CAMBIO	422.191	USD	3.789,11	1.263	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	COLPATRIA_CO	TIPO CAMBIO	55.325	USD	3.863,61	994	-
Forward	Cobertura tasa de Cambio Deuda USD	BNP_FR	TIPO CAMBIO	280.600	USD	3.868,00	-	60.994
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	SCOTIABANK COLOMBIA	INTERES	400.000.000	COP	IPC 12M	-	48.697.857
Total valoración							\$ 251.212	\$ 48.758.851

- (6) Las inversiones financieras en sociedades no cotizadas son:

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 31 de diciembre 2021	Al 31 de diciembre 2021
Crédito Fácil Codensa SA	Comercial	15.678	48,99%	\$ 15.516.665	\$ -
Derivex S.A.	Comercial	35.764	4,99%	479.605	481.721
Acciones de cuantía menor en otras compañías	Energía			6.318	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	109.353.394	0,22%	-	-
				\$ 16.002.588	\$ 481.721

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

En mayo de 2019 adquirió 35.764 acciones de Derivex S.A. por \$579.377. Dicha entidad privada cuyo objeto social consiste en la administración de un sistema de negociación de operaciones sobre instrumentos financieros derivados, cuyos activos subyacentes sean energía eléctrica, gas, combustible y otros commodities energéticos y de registro de operaciones sobre dichos instrumentos. Al 31 de marzo de 2022 se realizó el ajuste a la valoración de la inversión, una disminución por \$2.116.

En el 2019 se reflejó una disminución originada en la inversión en Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., como resultado de la valoración calculada a valor razonable con base en la participación del Grupo en el patrimonio de dicha sociedad, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, esta Compañía fue intervenida por el Estado Colombiano y en sus estados financieros con corte al 31 de diciembre de 2021 presenta un patrimonio negativo, por tal razón su valor razonable es \$0.

El Grupo ha realizado inversiones con participaciones de menor cuantía en sociedades principalmente del sector eléctrico, a 31 de marzo de 2022 el saldo asciende a \$ 6.318.

6. Otros activos no financieros, neto

	Al 31 de marzo de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos de compra de bienes (1)	\$135.643.527	\$13.097	\$ 33.379.216	-
Gastos pagos por anticipado (2)	48.634.472	-	32.104	-
Cuentas por cobrar otros impuestos (3)	20.216.402	102.375.739	4.431	21.352.853
Otras cuentas por cobrar	3.259.795	226.118	-	-
Beneficio a los empleados por préstamos(4)	1.589.004	25.427.856	553.516	7.011.612
	\$ 209.343.200	\$ 128.042.810	\$33.969.267	\$28.364.465

- (1) Los anticipos corresponden principalmente a recursos depositados a XM para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado por \$72.258.781, anticipo entregado a Gecelca en agosto por el 50%, sobre compra de energía que se realizará hasta enero 2023 por valor de \$17.300.469, anticipo a proveedores y anticipos de impuestos.

De las compañías Centroamericanas, se tiene entregado anticipos a proveedores por valor de \$30.879.583 para Guatemala, \$3.569.675 para Costa Rica y \$254.971 para Panamá.

- (2) Corresponde principalmente a las pólizas de responsabilidad civil y todo riesgo por valor de \$23.716.862, contribuciones a entes reguladores por \$9.752.827 y medicina prepagada de empleados y gastos pagos por anticipado.

Para las compañías centroamericanas, por pólizas de seguros se tiene \$2.959.888 para Guatemala, \$1.838.878 para Panamá y \$83.258 para Costa Rica.

- (3) Al 31 de marzo del 2022, la cuenta por cobrar impuestos corresponde al descuento tributario por \$94.136.823 de acuerdo con el artículo 83 de la ley 1943 de 2018 se creó la oportunidad de un

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

descuento tributario sobre el IVA pagado en la adquisición, construcción o formación e importación de activos fijos reales productivos incluyendo los servicios asociados para ponerlos en condiciones de utilización. Para tomar este descuento en renta debe cumplir con tres requisitos: (i) Que sea un activo fijo real productivo, (ii) que el IVA sea pagado, (iii) que el activo se esté depreciando.

- (4) Los beneficios por préstamos otorgados a empleados se adjudican con tasas entre el 0% y el 7%, razón por la cual, el Grupo descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada y amortizándolos durante la vida del préstamo.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 31 de marzo de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales, bruto, (1)	\$ 1.825.119.958	\$ 245.508.759	\$ 283.714.775	\$ 98.990.119
Otras cuentas por cobrar, bruto, (2)	225.800.534	52.656.454	22.243.879	18.300.863
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	2.050.920.492	298.165.213	305.958.654	117.290.982
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(159.109.357)	(217.629.179)	(9.008.346)	(98.990.119)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)	(190.288.684)	(3.279.538)	(4.480.354)	(2.806.567)
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 1.701.522.451	\$ 77.256.496	\$ 292.469.954	\$ 15.494.296

- (1) Al 31 de marzo de 2022 las cuentas por cobrar corresponden principalmente a cartera de clientes del mercado regulado por \$1.018.219.728, cartera de alumbrado público por \$86.127.792, cartera de infraestructura \$4.627.003, trabajos a particulares \$55.689.203 y cartera de esquemas regulatorios \$17.361.273.

La cartera estimada del mercado mayorista y mercado no regulado al 31 de marzo de 2022 presenta un incremento por \$46.736.581, generado por mayor energía contratada para mercado mayorista por 81 GWh y para mercado no regulado por 42,3 GWh; de igual manera se presenta incremento del factor de indexación IPP de marzo 2022 respecto a marzo 2021 en 7,3%. Adicionalmente a marzo 2022 la posición en bolsa fue vendedora por \$26.022.166.

A partir del año 2020 se aplica el mecanismo regulatorio de opción tarifaria de acuerdo con la Resolución CREG 122 del 18 de junio de 2020, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. contra la resolución CREG 189 de 2019 en la cual se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización. Dado al ajuste retroactivo de la Resolución CREG036/19 y al ajuste retroactivo asociado a los incentivos de calidad del servicio, se presenta durante los meses siguientes a la aprobación de cargos un incremento en el cargo de distribución. Al 31 de marzo de 2022 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$393.500.574.

De acuerdo con la emergencia sanitaria social y ecológica originada por el brote del Covid-19, al 30 de septiembre de 2021 la cartera de energía residencial de los estratos del 1 al 4 se sometió a lo estipulado en los artículos 1 y 2 del decreto 517 del 04 de abril de 2020 y artículos 2 y 3 de la resolución 058 del 14 de abril de 2020 de la CREG, por las cuales se adoptaron medidas

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica todos los comercializadores deberán ofrecer a sus usuarios residenciales de estrato 1 a 4 opciones de pago diferido del valor de la factura por concepto del servicio público domiciliario de energía eléctrica, para los demás usuarios regulados, antes de realizar la suspensión del servicio por falta de pago, el comercializador deberá ofrecer opciones de pago diferido del valor de la factura por concepto del servicio público domiciliario de energía eléctrica, aplicando las tasas establecidas en la resolución.

Al 31 de marzo de 2022, la cartera de energía residencial diferida de los estratos del 1 al 4 es de \$19.489.664, la porción corriente corresponde a \$14.154.885 y no corriente \$5.334.779.

Con base en el concepto de los abogados externos del Grupo y en línea con lo establecido en la NIIF 9, el Grupo consideró que independientemente del porcentaje de pérdida establecido existen variables que pueden conducir a la existencia de un alto riesgo de pérdida y por lo tanto se toma la decisión de provisionar el 100% de la cartera.

Adicionalmente, se encuentran los contratos de suministro de Energía No. EDCC-111-2012 y EDCC-154-201 y el otro sí número EDCC-136-2013/EM-13-213, celebrado con el cliente del mercado mayorista Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., que por dificultades internas de flujo de caja del cliente se acuerda ampliar el pago de la factura por \$98.990.119, provisionada al 100%.

Centroamérica:

A 31 de marzo de 2022 la cartera comercial corriente de las operaciones de Centroamérica corresponde principalmente a clientes por ventas de energía, facturas por emitir, otras cuentas por cobrar y anticipos otorgados a colaboradores por \$172.216.951; las cuentas por cobrar por país ascienden a: Panamá \$123.521.311; Guatemala \$29.624.728 y Costa Rica \$19.599.382.

Los saldos no corrientes al 31 de marzo de 2022 incluyen principalmente la cuenta por cobrar en mora de la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) por concepto del IVA de arrendamiento de infraestructura del alumbrado público, facturado no recaudado desde julio de 2013. Este monto corresponde a \$108.276.498.

- (2) Al 31 de marzo de 2022 los otros deudores están conformados principalmente por: Cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por el Grupo, producto de los fallos en contra de Betania correspondiente a los procesos vigentes en la fecha del contrato de compraventa de acciones en 1997 por \$2.902.293, multas y sanciones de contratos por \$2.583.011, acuerdos tripartitos \$3.114.986, arrendamientos \$1.178.251.

Dentro del saldo de otros deudores no corrientes al 31 marzo de 2022, se encuentra principalmente la cuenta por cobrar al Municipio de Guachené y Sesquilé por \$2.743.613, deteriorada al 100%.

Adicionalmente las cuentas por cobrar a empleados por un valor presente de \$46.352.518, cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$3.453.819 por concepto de préstamos de vivienda, educación entre otros. Los préstamos otorgados a empleados se adjudican con tasas entre el 0% y el 4,75% y para personal retirado entre el 3% y el 5%, razón

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

por la cual, el Grupo descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, y amortizándolos durante la vida del préstamo.

- (3) A partir del 1 de enero de 2018 con la entrada en vigencia de la NIIF 9, se calcula la pérdida crediticia esperada reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

En la implementación se adoptaron tres modelos definidos por el grupo:

- Modelo simplificado colectivo
- Modelo simplificado individual
- Modelo general colectivo

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

Concepto	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 297.694.010	\$ 107.998.465
Modelo Simplificado Individual (b)	262.462.424	7.286.921
Total Provisión de deterioro cuentas comerciales	\$ 560.156.434	\$ 115.285.386
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		
Modelo General Colectivo	10.150.324	-
Total Provisión deterioro otras cuentas por cobrar	10.150.324	-
Total	\$ 570.306.758	\$ 115.285.386

Por el año 2022 se presentan las siguientes variaciones en el deterioro:

(a) Modelo Simplificado Colectivo:

Corresponde al deterioro de la cartera de energía \$114.085.374 principalmente por la cartera de edades superiores a 180 días.

(b) Modelo Simplificado Individual:

Los saldos corresponden principalmente a los valores provenientes de Codensa S.A. E.S.P por efecto de fusión (ver nota 1.3):

- Provisión cartera de IVA de Alumbrado Público \$108.276.498 provisión 100%.
- Provisión cartera de Electricaribe \$98.990.119 provisión al 100%
- Provisión cartera comercial energía y gas del mercado no regulado, mayorista y bolsa \$10.294.806
- Provisión cartera de municipios \$16.402.094, principalmente Municipio de Sopo \$6.370.143 y Municipio de Ubaté \$2.222.351; Municipio de Agua de Dios \$1.553.975
- Provisión de cartera de otros negocios \$10.976.642 principalmente, Uniaguas SA ESP \$6.370.762 y Aguas del Sinú SA ESP \$3.607.025.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados (En miles de pesos)

- Incremento provisión clientes con prescripción (cartera con edad superior a 5 años que no se encuentra en pleito legal) \$16.686.166.

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.

Al 31 de marzo de 2022 no se han evidenciado efectos importantes que incidan en el cálculo del deterioro de cartera, por esta razón se han mantenido los modelos sugeridos bajo NIIF 9.

Garantías otorgadas por los deudores:

Para los clientes de energía y gas dependiendo del resultado de la evaluación de riesgos crediticio y la decisión final de las líneas de negocio, cuando es necesario se respalda la cartera con un título valor. Al 31 de marzo de 2022 y diciembre de 2021 la Compañía Enel Colombia S.A. E.S.P respalda la venta de energía y gas con pagarés en blanco y garantías bancarias.

Para los préstamos a empleados las garantías están cubiertas con hipotecas, pagarés y prendas.

8. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, neto:

Nombre Empresa Relacionada	Tipo de Vinculada	País de Origen	Tipo de Transacción	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
				Corriente	Corriente
Enel Américas S.A. (1)	Otra	Chile	Capitalización Fusión	\$ 1.136.250.000	\$ -
Enel Américas S.A.	Otra	Chile	Deterioro	(8.094.076)	-
Enel Américas S.A. (2)	Otra	Chile	Reembolso de Gastos	299.709	-
Enel Américas S.A. (3)	Otra	Chile	Expatriados	65.227	-
Enel Finance International NV (4)	Otra	Holanda	Cuenta corriente	55.597.918	-
Enel Global Infrastructure and Networks S.R.L. (3)	Otra	Italia	Expatriados	1.433.081	-
Enel Brasil S.A. (3)	Otra	Brasil	Expatriados	986.465	-
Enel Generación Perú	Otra	Perú	Prestación de Servicios	854.000	854.000
Enel Generación Perú (3)	Otra	Perú	Expatriados	40.278	25.245
Enel S.P.A. (3)	Controladora	Italia	Expatriados	615.227	-
Enel S.P.A.	Controladora	Italia	Reembolsos póliza covid19	94.209	40.383
Enel North America, Inc. (3)	Otra	España	Expatriados	484.868	-
Enel Green Power Rsa (3)	Otra	Sudáfrica	Expatriados	307.443	-
Endesa Operaciones Y Servicios	Otra	España	Servicios Off-Shore	261.323	-
Enel Gl Th Generation (3)	Otra	Italia	Expatriados	251.637	597.120
Enel Green Power Spa (3)	Otra	Italia	Expatriados	214.653	-
Enel Green Power Spa	Otra	Italia	Tech. FEE Global I & N	487	-
Empresa Distribuidora Sur Sa – Edesur(3)	Otra	Argentina	Expatriados	182.647	-
Endesa Energía	Otra	España	Servicios Off Shore	141.924	-
Energía Nueva, Energía Limpia (3)	Otra	México	Expatriados	133.819	18.057
Celg Distribuciao S.A. (3)	Otra	Brasil	Expatriados	114.547	-
Enel Trading Argentina Srl (3)	Otra	Argentina	Expatriados	108.063	-
Grupo de Energía de Bogotá	Otra	Colombia	Dcto de energía empleados	83.661	-
Grupo de Energía de Bogotá	Otra	Colombia	Otros Servicios	45.833	-
Companhia Energética Do Ceara (3)	Otra	Brasil	Expatriados	62.933	-
Enel Chile S.A (3)	Otra	Chile	Expatriados	58.391	24.176
Enel Distribución Perú SA (3)	Otra	Perú	Expatriados	35.080	-
Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. (1)	Otra (*)	Colombia	Venta de Energía	-	13.680.336
Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. (2)	Otra (*)	Colombia	Representación Comercial	-	3.090.008
Codensa S.A. E.S.P.	Otra (*)	Colombia	Contrato Atención de Emergencias	-	21.803
Total				\$ 1.190.629.347	\$ 18.351.128

(*) Corresponde a sociedades sobre las cuales Enel SPA posee influencia significativa o control.

Las cuentas por cobrar a relacionadas presentan un deterioro de acuerdo con la NIIF 9 por valor de \$668.515.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados (En miles de pesos)

- (1) Cuenta por cobrar de acciones suscritas con valor nominal total de \$13.060.341, más una prima en colocación de acciones de \$1.123.189.659.
- (2) Reembolso pago de declaración de renta por la cesión de acciones de Enel Américas a GEB por compensación de los gastos de posicionamiento de la marca Enel en Colombia.
- (3) Corresponde al efecto neto de facturación y cobro de los contratos por expatriación entre Enel Colombia y las Compañías del grupo Enel en el mundo.
- (4) Corresponde a apertura de cuenta corriente en Enel Finance International NV con excedentes de caja de Centro América para que sean administrados por esta compañía, se realiza el cobro a medida que sea necesario para el pago de las operaciones.

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 31 de marzo de 2022		Al 31 de diciembre de 2021
				Corriente	No Corriente	Corriente
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Dividendos	\$ 1.993.449.395	\$ -	\$ -
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	(**)	Dividendos	1.477.936.993	-	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	(**)	Otros Servicios	-	-	134.694
Enel Finance International (1)	Países Bajos	Otra (*)	Préstamos	76.402.481	336.199.052	-
Enel Green Power Spa Glo	Italia	Otra (*)	Technical Fee	38.102.092	-	-
Enel Green Power Spa Glo (2)	Italia	Otra (*)	HH Recharge PUC	5.257.037	-	-
Enel Green Power Spa Glo (3)	Italia	Otra (*)	Servicios Informáticos	2.151.013	-	-
Enel Green Power Spa Glo (4)	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.855.295	-	-
Enel Green Power Spa Glo	Italia	Otra (*)	Pólizas Covid 19	2.150	-	-
Enel Global Services (3)	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos	24.974.268	-	714.580
Enel Global Services (4)	Italia	Otra (*)	Impatriados	577.410	-	-
Enel Global Infrastructure and Networks (3)	Italia	Otra (*)	Servicios Informáticos	23.004.722	-	-
Enel Global Infrastructure and Networks (4)	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.152.423	-	-
Enel GI Th Generation SRL (3)	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos	8.429.415	-	9.352.988
Enel GI Th Generation SRL (5)	Italia	Otra (*)	Servicios de Ingeniería	3.821.098	-	4.414.185
Enel GI Th Generation SRL (4)	Italia	Otra (*)	Impatriados	960.779	-	1.011.096
Enel SPA (3)	Italia	Controladora	Servicios informáticos	8.371.183	-	1.538.755
Enel SPA (5)	Italia	Controladora	Garantías e intereses	4.396.509	-	-
Enel SPA (4)	Italia	Controladora	Impatriados	1.609.468	-	203.498
Enel SPA	Italia	Controladora	Reembolso Gastos	1.302.726	-	-
Enel SPA	Italia	Controladora	Pólizas Covid 19	124.412	-	50.984
Enel SPA	Italia	Controladora	Guarantee Fee	70.428	-	-
Enel X S.R.L. (3)	Italia	Otra (*)	Servicios Informáticos	7.173.459	-	-
Enel Global Trading SPA (3)	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos	3.037.182	-	2.919.022
Enel Global Trading SPA (4)	Italia	Otra (*)	Impatriados	298.503	-	214.958
Enel Brasil (4)	Brasil	Otra (*)	Impatriados	2.829.000	-	726.456
Enel Produzione Spa (4)	Italia	Otra (*)	Impatriados	2.731.120	-	377.801
Energía Nueva Energía Limpia Mexico	México	Otra (*)	Servicios de Ingeniería	2.476.996	-	-
EGP Chile Sa (2)	Chile	Otra (*)	HH Recharge PUC	2.269.692	-	-
Enel Generación Chile S.A. (6)	Chile	Otra (*)	Estudios y proyectos	1.922.718	-	1.057.476
Enel Generación Chile S.A. (4)	Chile	Otra (*)	Impatriados	300.587	-	653.988
Enel Italia SRL (3)	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos	1.964.907	-	556.465
Enel Chile S.A. (3)	Chile	Otra (*)	Servicios Informáticos	1.252.554	-	-
EGP Romania Srl (4)	Rumania	Otra (*)	Impatriados	961.224	-	-
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra	Donaciones	840.630	-	-
EGP España (4)	España	Otra (*)	Impatriados	819.390	-	-
Gridspertise Srl (7)	Italia	Otra (*)	Servicios de Ingeniería	437.889	-	-
Enel Iberia (4)	España	Otra (*)	Impatriados	308.577	-	242.398
Enel Distribución Chile SA (4)	Chile	Otra (*)	Impatriados	268.615	-	-
Energía Y Servicios South Am	Chile	Otra (*)	Otros Servicios	48.301	-	-
E-Distribuzione Spa	Italia	Otra (*)	Servicios de Ingeniería	9.871	-	-
Cesi SPA	Italia	Otra (*)	Servicios de Ingeniería	8.659	-	-
Enel Green Power El Salvador SA (8)	El Salvador	Otra	Cta. cte. Mercantil	-	26.031.852	-
Codensa S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (*)	Compra de energía	-	-	17.837.662
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Colombia	Otra (*)	Compra de energía	-	-	3.435.831
Total				\$ 3.703.911.171	\$ 362.230.904	\$ 45.442.837

(*) Corresponde a sociedades sobre las cuales Enel SPA posee influencia significativa o control.

(**) El Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. es accionista del Grupo. (Ver Nota 22).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

- (1) Corresponde a préstamo de para financiar construcción de 7 plantas solares en Centro América, estos tienen vencimientos entre el 2022 y 2031.
- (2) Corresponde a servicios profesionales de ingeniería para la construcción de las plantas de energía renovable La Loma, Guayepo y Windpeshi.
- (3) La variación corresponde al efecto neto de pago de facturas y provisiones de los servicios informáticos de enero a marzo 2022 relacionados con los proyectos Digital Worker Transformation, Governance-E4E SAP Renovables, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM, Online Monitoring e Infraestructure, Servicios Cyber Security-Digital Enebler, Intranet Applications y Global Travel.
- (4) Corresponde al efecto neto de facturación y cobro de los contratos por impatriación entre compañías del grupo Enel en el mundo y Enel Colombia.
- (5) Corresponde a las comisiones por la constitución de garantías bancarias para el desarrollo de los proyectos relacionados con los parques solares El Paso, la Loma y Guayepo y parques eólicos Chemesky, Tumawind y Windpeshi.
- (6) La variación corresponde a la disminución por diferencia en cambio a los servicios de ingeniería provisionados para los proyectos BEPP (Best Environmental Practice Project) y Life Extensión de la Central Termozipa por (\$593.087).
- (7) Corresponde a servicios profesionales de ingeniería para el desarrollo de las plantas La Loma, Guayepo y Windpeshi.
- (8) Corresponde a acuerdo de línea de crédito revolvente por instalación renovable entre EGP El Salvador y Generadora Montecristo.

Transacciones con vinculados económicos efectos correspondientes a resultados:

Ingresos

Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de marzo de 2021
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Venta de Energía	\$ 148.989.211	\$ 274.746.754
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Otros servicios	24.000	29.799
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Ingresos Financieros	123	104
Enel Green Power Colombia S.A.S. (1)	Venta de Energía	13.111.584	190.086
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Venta de Energía	5.939.267	-
Enel Finance International NV	Ingreso Financiero	1.604.073	-
Enel Global Infrastructure and Networks S.R. L	Diferencia en cambio	1.051.999	-
Enel Global Infrastructure and Networks S.R. L	Expatriados	67.795	-
Enel GL TH Generation	Diferencia en cambio	1.026.243	-
Enel GL TH Generation	Expatriados	94.007	42.880
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	987.890	-
Enel Global Services	Diferencia en Cambio	971.594	-
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	303.922	-
Enel Global Trading SPA	Diferencia en cambio	267.473	-
Endesa Operaciones Y Servicios	Servicios Off-Shore	154.272	-
Endesa Operaciones Y Servicios	Diferencia en cambio	52	-
EGP Chile	Diferencia en cambio	98.396	-
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	90.710	23.587
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	60.321	-
Enel Chile S.A.	Expatriados	2.784	-
Egg Romania Srl	Diferencia en cambio	46.991	-
Enel Italia SRL	Diferencia en cambio	54.051	380
Enel Green Power Spa Glo	Diferencia en cambio	66.225	-
Enel Produzione S.P.A.	Expatriados	29.791	2
Egp Espana SI	Diferencia en cambio	28.203	-

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de marzo de 2021
Endesa Energía	Servicios Off Shore	24.874	-
Energía Nueva, Energía Limpia	Expatriados	23.544	-
Enel Generación Perú	Expatriados	15.033	-
Enel Brasil	Expatriados	3.995	10.868
Enel Distribución Perú SA	Expatriados	3.878	-
Enel Américas S. A	Expatriados	2.939	-
Energía Y Servicios South Am	Diferencia en cambio	2.094	-
Cesi SPA	Diferencia en cambio	674	-
Gridspertise Srl	Diferencia en cambio	650	-
E-Distribuzione Spa	Diferencia en cambio	526	-
		175.149.184	275.044.460

Costos y Gastos

Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de marzo de 2021
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Transporte de energía	32.868.945	52.470.521
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Otros Servicios	0	120.437
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Gastos Financieros	28.021	25.809
Enel Américas S.A.	Deterioro	8.094.077	-
Enel Green Power Colombia S.A.S. (1)	Compra de Energía	7.503.795	7.420.399
Fundación Enel	Donaciones	1.703.369	897.599
Enel S.P.A.	Garantía e intereses	1.465.508	-
Enel S.P.A.	Servicios Informáticos	823.305	566.517
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	569.012	49.462
Enel S.P.A.	Expatriados	208.090	-
Enel GI Th Generation SRL	Servicios Informáticos	900.832	1.971.997
Enel GI Th Generation SRL	Diferencia en Cambio	71.579	423.067
Enel Global Infrastructure and Networks S.R.L.	Servicios Informáticos	764.282	-
Enel Global Infrastructure and Networks S.R.L.	Impatriados	119.088	-
Enel Global Services	Servicios Informáticos	737.365	649.972
Enel Global Services	Diferencia en Cambio	9.454	32.704
Gridspertise Srl	Servicios de Ingeniería	607.539	-
Enel Global Trading SPA	Servicios Informáticos	532.783	615.698
Enel Global Trading SPA	Impatriados	83.546	-
Enel Global Trading SPA	Diferencia en cambio	64.250	78.954
Enel Brasil	Impatriados	164.857	-
Enel Brasil	Diferencia en Cambio	855.440	-
Enel Green Power Spa Glo	Technical Fee	278.927	-
Enel Green Power Spa Glo	Servicios Informáticos	930.488	-
Enel Green Power Spa Glo	Impatriados	27.811	-
Enel Green Power Spa Glo	Diferencia en cambio	245.322	-
Enel X S.R.L.	Servicios Informáticos	162.682	-
Enel North America, Inc. (3)	Otros Servicios	139.999	-
Enel Iberia	Impatriados	66.179	81.150
Enel Iberia	Diferencia en Cambio	-	5.433
Egp Romania Srl	Impatriados	30.210	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Fibra Óptica Betania	20.230	40460
Endesa Operaciones Y Servicios	Diferencia en cambio	16.781	-
Enel Distribucion Chile SA	Impatriados	16.143	-
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	15.894	-
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	9.617	43.802
Endesa Energía	Diferencia en cambio	10.495	-
Enel Italia SRL	Servicios Informáticos	-	53126
Enel Produzione S.P.A.	Impatriados	-	51966
Enel Produzione S.P.A.	Diferencia en cambio	23.356	16036
Cesi SPA	Diferencia en cambio	-	323
		\$ 60.169.271	\$ 65.615.432

- (1) Corresponde a transacciones realizadas de enero a febrero entre Emgesa SA ESP con Codensa SA ESP y EGP Colombia, compañías que se fusionaron a partir del 01 de marzo llevando sus resultados al patrimonio de Enel Colombia.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

Junta Directiva y personal clave de la Gerencia

Junta directiva

El Grupo cuenta con una Junta Directiva compuesta por siete (7) miembros principales, cada uno de ellos con un suplente personal, elegidos por la Asamblea General de Accionistas mediante el sistema de cociente electoral. Mientras la sociedad tenga la calidad de emisor de valores, el 25% de los miembros de la Junta Directiva serán independientes en los términos de ley. La designación de miembros de la Junta Directiva se hará para períodos de dos (2) años, pueden ser reelegidos indefinidamente y sin perjuicio de la facultad de la Asamblea de Accionistas de removerlos libremente en cualquier momento.

La Junta Directiva, vigente al 31 de marzo de 2022, fue elegida por la Asamblea General de Accionistas en sesión ordinaria llevada a cabo el 29 de marzo de 2022. En el Grupo se designa un presidente, el cual es elegido por la Junta Directiva entre sus miembros para un período de dos (2) años, pudiendo ser reelegido indefinidamente o removido libremente antes del vencimiento del período. Así mismo, la Junta Directiva nombrará a un secretario, quien no podrá ser miembro de la Junta y podrá ser reemplazado libremente en cualquier momento. La designación del presidente y secretario se aprobó por la Junta Directiva en sesión No. 507 del 30 de marzo de 2022.

Conforme a lo establecido en el artículo 43 numeral segundo de los estatutos sociales, es función de la Asamblea General de Accionistas fijar la remuneración de los miembros de la Junta Directiva. La remuneración vigente, según aprobación de la Asamblea de Accionistas en sesión ordinaria del 29 de marzo de 2022 es de USD\$2.000(*), después de impuestos, por asistencia a cada sesión de la Junta Directiva.

(*) Cifras en dólares completos.

De acuerdo con el acta de Asamblea General de Accionistas número 107 celebrada el 29 de marzo de 2022, se aprobó la plancha de Junta Directiva en los términos expuestos a continuación:

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Lucio Rubio Díaz	Francesco Bertoli
Segundo	José Antonio Vargas Lleras	Maurizio Rastelli
Tercero	Andrés Caldas Rico	Diana Marcela Jiménez Rodríguez
Cuarto	Carolina Soto Losada	Sin Designación
Quinto	Juan Ricardo Ortega López	Andrés Baracaldo Sarmiento
Sexto	Jorge Andrés Tabares Ángel	Néstor Raúl Fagua Guauque
Séptimo	Astrid Martínez Ortíz	Sin designación

La composición de la Junta Directiva se encuentra debidamente inscrita en el Registro Mercantil administrado por la Cámara de Comercio de Bogotá.

Es importante resaltar que, para los meses de enero, febrero y marzo (antes del 29 de dicho mes) del año 2022, la Junta Directiva estaba compuesta de acuerdo con la designación realizada por la Asamblea General de Accionistas número 105 celebrada el 24 de marzo de 2021, a saber:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Andrés Caldas Rico	Diana Marcela Jiménez
Segundo	Lucio Rubio Díaz	Fernando Gutiérrez Medina
Tercero	José Antonio Vargas Lleras	Michelle Di Murro
Cuarto	Luisa Fernanda Lafaurie	Oscar Sanchez Arévalo
Quinto	Juan Ricardo Ortega López	Jaime Alfonso Orjuela
Sexto	Álvaro Villasante Losada	Mónica Leticia Contreras
Séptimo	Martha Veleño Quintero	Luis Javier Castro Lachner

* Designaciones nuevas aprobadas por la Asamblea General de Accionistas en sesión ordinaria llevada a cabo el pasado 24 de marzo de 2021.

La composición de la Junta Directiva se encuentra debidamente inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá.

Los honorarios pagados a la Junta Directiva:

Tercero	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Villasante Losada Alvaro	\$ 36.194	\$ 55.147
Vargas Lleras José Antonio	27.145	55.147
Lafaurie Luisa Fernanda	-	55.147
Rubio Díaz Lucio	-	55.147
Veleño Quintero Martha Yaneth	-	51.017
Ortega López Juan Ricardo	-	50.718
Caldas Rico Andrés	-	50.615
Jimenez Rodriguez Diana Marcela	-	4.533
Alfonso Orjuela Jaime	-	4.429
Castro Lachner Luis Javier	-	4.131
Total general	\$ 63.339	\$ 386.031

Personal clave de la gerencia

A continuación, se relaciona el personal clave de la gerencia:

Nombre	Cargo	Periodo
Lucio Rubio Díaz	Gerente País	enero - marzo
Eugenio Calderón	Gerente General Generación	enero - marzo
Fernando Gutierrez Medina	Gerente Gestión de la Energía	enero - marzo
Francesco Bertoli	Gerente General Codensa	enero - marzo
Carlos Mario Restrepo	Gerente Mercado Colombia	enero - marzo
Maurizio Rastelli	Gerente Administrativo y Financiero	marzo

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la gerencia del 1 de enero al 31 de marzo de 2022 ascienden a \$1.377.305. Estas remuneraciones incluyen los salarios y beneficios a corto y largo plazo (bono anual por cumplimiento de objetivos y bono LTI).

	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Remuneraciones	\$ 1.377.305	\$ 2.208.149
Beneficios a largo plazo	-	1.179.036
Beneficios a corto plazo	-	640.598
	\$ 1.377.305	\$ 4.027.783

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

El Grupo tiene para sus ejecutivos un bono anual por cumplimiento de objetivos. Este bono corresponde a un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Al 31 de marzo de 2022 el Grupo no cuenta con beneficio de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia, ni ha constituido garantía a favor de los mismos.

Al 31 de marzo del año 2022 no hay pagos de indemnizaciones por terminación de contrato.

9. Inventarios, neto

	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	\$ 273.704.776	\$ 29.631.367
Carbón (2)	25.620.085	27.436.359
Fuel Oil (3)	19.164.653	22.399.327
Bonos de carbono CO2 (4)	14.510.221	14.690.586
Materiales no eléctricos	15.024.443	-
Otros inventarios	307.251	-
Transformadores	12.543.233	-
Total Inventarios	\$ 360.874.662	\$ 94.157.639

(1) Los Materiales eléctricos y accesorios están compuestos por:

	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Repuestos y materiales (a)	274.184.744	29.631.367
Provisión de Materiales (b)	(479.968)	-
Total Otros Inventarios	\$ 273.704.776	\$ 29.631.367

(a) Los repuestos y materiales corresponden a elementos que serán utilizados en las reparaciones y/mantenimientos de las plantas, subestaciones y líneas de distribución, de acuerdo con el plan de mantenimiento definido por el Grupo.

Dentro del Incremento del concepto de Materiales y Accesorios se encuentra la incorporación de los inventarios de las compañías que se fusionaron principalmente Codensa S.A. E.S.P y las compañías de Centroamérica.

- Inventarios Codensa: \$245.865.226
- Inventarios Centroamérica: Todos los inventarios corresponden al grupo de Materiales, Repuestos y Accesorios Eléctricos

Inventarios Centro America	
País	Valor
Guatemala	18.593.856
Panamá	5.772.656
Costa Rica	1.636.418
Total Inventarios Centroamérica	26.002.930

Estos inventarios no presentan provisiones por deterioro u obsolescencia.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

- (b) Al 31 de diciembre de 2021 se realizó el uso total de la provisión para el periodo 2021 y para la vigencia 2022 se constituye provisión de obsolescencia correspondiente a materiales eléctricos y accesorios para los proyectos de redes y subestaciones, para los materiales de las centrales no se constituyó provisión, teniendo en cuenta que dentro de los inventarios realizados no se identificó material obsoleto para dar de baja.
- (2) Carbón (Central Termozipa): En el primer trimestre de 2022, el despacho de generación de la Central se mantuvo en nivel alto, debido a que los embalses del Sistema Interconectado Nacional (SIN) continuó en descenso, situación normal para la estación de verano que se inició en diciembre/2021, aunque se desarrolló Fenómeno Niña. Por lo anterior, los precios en el mercado de la Bolsa de Energía superaron el costo variable de generación de las centrales que operan con carbón, especialmente en los meses de enero y febrero, dado lo anterior en la Central Termozipa el inventario de carbón disminuyó con respecto a diciembre de 2021.
- (3) FUEL OIL (Central Cartagena): En el primer trimestre de 2022 el inventario de combustóleo presentó disminución con respecto al cierre del año 2021, debido al consumo registrado por pruebas de unidades de generación y algunos despachos de seguridad del SIN.
- (4) Al 31 de marzo de 2021, se tienen reconocidos bonos de carbono CO₂, cuyo valor razonable es de \$64.656.620, correspondientes a \$2.691.628 certificados emitidos en noviembre de 2020 por reducción de emisiones CO₂ de los años 2015 – 2018 por \$18.755.788, \$1.396.818 certificados emitidos en marzo de 2021 por reducción de emisiones CO₂ de los años 2019 y 2020 por \$19.415.770 y \$1.167.444 certificados emitidos en febrero de 2022 por reducción de emisiones CO₂ por \$ 16.485.062 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Dario Valencia Samper, Salto II y Tequendama, así mismo durante el primer trimestre del año 2022 se ha realizado venta de certificados CO₂ con impacto en el inventario por (\$16.665.427).

El valor de los inventarios reconocido como gasto durante el período, corresponde a los consumos para la generación de energía (Ver Nota 24).

Al 31 de marzo de 2022, el Grupo no presenta inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas.

10. Activos no corrientes mantenidos para la venta

Según los acuerdos de arreglo directo realizados entre la Compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. y Estandarte Promotora S.A.S., se formaliza el proceso de compra de activos por parte de esta entidad con el primer pago efectuado en el mes de agosto de 2021.

Este acuerdo considera dos activos:

- i) Una bodega (edificio y terreno) ubicada en el municipio de Facatativá (Cundinamarca- Colombia), actualmente se tiene un contrato de arrendamiento en el cual el comprador es el arrendatario.
- ii) El terreno denominado Waku-Waku ubicado en la ciudad de Bogotá (Colombia), sobre el cual se ha firmado un contrato de derechos fiduciarios.

Teniendo en cuenta la formalización del proceso de venta y lo establecido en la NIIF 5 Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas, se clasifican como activos no

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

corrientes mantenidos para la venta por el valor en libros, que es inferior al valor razonable de los activos.

El saldo al 31 de marzo de 2022 es el siguiente:

	Al 31 de marzo de 2022	
Propiedades, planta y equipo, neto		
Terrenos	\$	1.800.154
Bodega Facatativá		908.282
Lote Waku-Waku		891.872
Edificios		317.786
	\$	2.117.940

11. Activos por impuesto sobre la renta

El activo correspondiente a impuestos se presenta a continuación:

	Al 31 de marzo 2022	Al 31 de diciembre 2021
Activos por impuesto de renta en Costa Rica	4.252.997	-
Autorretenciones de retención en la fuente (1)	3.427.349	2.420.336
Activos por impuesto de renta en Panamá	1.672.643	-
Descuentos tributarios y retenciones en la fuente	28.515	89.227
Anticipo año anterior (2)	29.792	-
Saldo a Favor año anterior	25.690	-
Impuesto sobre la renta y complementarios (3)	(43.772)	(65.716)
Activo por impuestos corrientes	\$ 9.393.214	\$ 2.443.847

- (1) Corresponde el pago de autorretenciones de la vigencia 2020 que serán sujetas de solicitud ante la entidad tributaria en el año 2022.
- (2) Anticipo del impuesto de renta pagado en 2020 para ser imputado en la declaración de renta 2021.
- (3) Impuesto sobre la renta gravable 2021.

12. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Concesiones (1)	\$ 530.878.531	\$ -
Programas informáticos (2)	285.857.983	38.328.644
Otros activos intangibles identificables	249.186.197	103.333.577
Construcciones y avances de obras	184.736.534	96.104.663
Otros recursos intangibles	64.449.663	7.228.914
Derechos (3)	99.556.867	39.986.109
Costos de desarrollo (4)	39.292.363	1.406.386
Licencias (4)	35.423.885	3.573.489
Activos intangibles, neto	\$ 1.240.195.826	\$ 186.628.205
Costo		

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Concesiones	\$ 935.947.186	\$ -
Programas Informáticos	591.183.498	92.905.910
Otros Activos Intangibles Identificables	354.043.254	109.551.094
<i>Construcciones y avances de obras</i>	184.736.534	96.104.663
<i>Otros recursos intangibles</i>	169.306.720	13.446.431
Derechos y Servidumbres	164.797.586	87.751.243
Costos de desarrollo	73.262.368	5.335.542
Licencias	114.432.260	22.895.740
Activos Intangibles, Bruto	\$ 2.333.666.152	\$ 318.439.529
Amortización		
Concesiones	\$ (405.068.655)	\$ -
Programas Informáticos	(305.325.515)	(54.577.266)
Otros Activos Intangibles Identificables	(104.857.057)	(6.217.517)
Derechos y Servidumbres	(65.240.719)	(47.765.134)
Costos de desarrollo	(33.970.005)	(3.929.156)
Licencias	(79.008.375)	(19.322.251)
Amortización Acumulada de Activos Intangibles	\$ (993.470.326)	\$ (131.811.324)

- (1) La inclusión de Concesiones ocurre principalmente a través de la Fusión con las compañías de Centroamérica, en particular Costa Rica por valor de \$424.276.598 y Panamá por la suma de \$106.601.933.

Estas concesiones corresponden a:

- **Costa Rica:** tienen un contrato firmado de PPA con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por la construcción, operación y traslado de la planta (BOT) hasta septiembre 2031. Se reconoce tanto un instrumento financiero como un activo intangible por la contraprestación a cobrar por la construcción de la Planta Chucas.

	<u>Costa Rica</u>
Costo	767.280.436
Amortización	(343.003.838)
Neto Concesiones	424.276.598

- **Panamá:** la compañía Enel Fortuna S.A tiene contrato de concesión para generación de energía hidroeléctrica mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí donde se ubica Planta Fortuna de 300 MW. La concesión tiene vigencia de 50 años hasta el 2038.

	<u>Panamá</u>
Costo	168.666.750
Amortización	(62.064.817)
Neto Concesiones	106.601.933

- (2) La variación en el 2022 corresponde principalmente Adiciones de Programas Informáticos a través de la fusión realizada en marzo de 2022 de las Compañías Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P, Codensa S.A. E.S.P (ver nota 1.3).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Dentro de las adiciones más significativas del del periodo se encuentran las siguientes:

Adiciones por software asociados con los proyectos: Proyecto SAMAN \$2.438.177; Sistemas de servicio centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas SAP ERP \$285.225; Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT, renovables y trading \$270.988.

- (3) Adiciones de derechos y servidumbres a través de la fusión realizada en marzo de 2022 con las Compañías Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y Codensa S.A. E.S.P (ver nota 1.3). Dentro de los derechos se presentan como intangibles las erogaciones para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil, proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco para la producción de la Central Pagua, la amortización se reconoce por el método de línea recta en un período de 50 años.

Dentro de las servidumbres las más significativas están: Nueva Esperanza, Compartir, Líneas AT y MT de Nueva Esperanza a las diferentes Subestaciones y proyecto el paso.

Así mismo, en este rubro se clasifica la prima de estabilidad jurídica de El Quimbo, esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo con la vigencia de los beneficios tributarios.

La amortización al 31 de marzo de 2022 y 2021 corresponde a \$859.647 y \$722.462, respectivamente.

- (4) Corresponde a las adiciones de costos de desarrollo, licencias y proyectos en curso obtenidas a través de la fusión realizada en marzo de 2022 de las Compañía Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P, Codensa S.A. E.S.P, Enel Costa Rica, Panamá y Guatemala, (ver nota 1.3).

Como parte del incremento por la fusión con las compañías de Centroamérica ingresaron por concepto de otros activos intangibles por valor de \$ 57.532.827, siendo Guatemala la más relevante con una suma de \$ 52.836.759.

Se reconoce bajo la siguiente definición:

Costos Incrementales de obtener un contrato, los gastos pagados de comisiones a promotores de contratos con grandes clientes y costos de instalaciones y adecuaciones a sistemas de medición comercial de grandes clientes. Los costos se amortizan de forma lineal por la vigencia del contrato de suministro de energía por periodos que oscilan de 2 a 15 años.

La composición y movimientos del activo intangible es la siguiente:

	Costos de Desarrollo	Concesiones	Derechos	Licencias	Programas Informáticos	Construcciones y avances de obras	Otros recursos intangibles	Activos Intangibles
Saldo Inicial 01/01/2021	\$ 1.495.917	-	\$42.875.958	\$ 3.121.800	\$ 25.799.348	\$ 29.672.371	\$ 8.093.870	\$ 111.059.264
Movimientos en activos intangibles 2021								
Adiciones (*)	-	-	-	-	370.515	95.616.489	62.811	96.049.815
Traspasos	-	-	-	1.930.644	27.253.553	(29.184.197)	-	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortización	(89.531)	-	(2.889.849)	(1.478.955)	(15.094.772)	-	(927.767)	(20.480.874)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(89.531)	-	(2.889.849)	451.689	12.529.296	66.432.292	(864.956)	75.568.941

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

	Costos de Desarrollo	Concesiones	Derechos	Licencias	Programas Informáticos	Construcciones y avances de obras	Otros recursos intangibles	Activos Intangibles
Saldo Final 31/Dic/2021	\$ 1.406.386	-	\$ 39.986.109	\$ 3.573.489	\$ 38.328.644	\$ 96.104.663	\$ 7.228.914	\$ 186.628.205
Movimientos en activos intangibles 2022								
Adiciones (*)	-	-	-	8.420	-	5.973.417	-	5.981.837
Adiciones fusión (*)	67.994.557	935.947.187	77.046.343	92.249.495	494.436.821	84.768.600	155.860.290	1.908.303.293
Trasposos	-	-	-	59.210	3.840.767	(3.899.977)	-	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	-	-	-	1.789.831	-	1.789.831
Amortización	(47.488)	(2.024.204)	(859.647)	(837.421)	(11.761.678)	-	(99.744)	(15.630.182)
Amortización Fusión	(30.061.092)	(403.044.452)	(16.615.938)	(59.629.308)	(238.986.571)	-	(98.539.797)	(846.877.158)
Total movimientos en activos intangibles identificables	37.885.977	530.878.531	59.570.758	31.850.396	247.529.339	88.631.871	57.220.749	1.053.567.621
Saldo Final 31/03/2022	39.292.363	530.878.531	99.556.867	35.423.885	285.857.983	184.736.534	64.449.663	1.240.195.826

Al cierre de marzo de 2022 se registraron adiciones correspondientes a:

Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de marzo de 2022
Liquidador CFC	\$ 1.270.989
I-GDSCloud Contact Center	801.677
Licencias: SalesforceIC	482.386
Local System Colombia (desarrollo de nuevas soluciones)	467.895
Proyecto Saman	410.028
DCO Ambientes de desarrollo IC	327.406
Activos Energéticos globales	293.511
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT, renovables y trading	287.140
Sistemas de servicio Centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas ERP	274.760
Project EPICA Liquidador	266.489
GRID Evolutivos Negocio	264.837
Cyber security (seguridad en funcionamiento de las centrales)	216.654
Nuevos desarrollos de tecnologías cruzadas	207.468
COM Proyectos	163.188
Capitalización personal Billing TREI	154.243
Sistemas de Control Evolutivos Técnicos	148.460
Mapeo y Plant Data (desarrollo para conversión y análisis de variables)	125.253
Nuevos desarrollos que apoyan proceso de Margen Variable, CRM	115.745
Proyectos Renovables	(321.957)
	\$ 5.956.172

Al 31 de marzo de 2022 el Grupo no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 31 de marzo de 2022, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

13. Propiedades, Planta y Equipo, neto

	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Plantas y equipos (1)	\$ 16.142.757.504	\$ 7.592.311.889
Plantas de generación hidroeléctrica	6.816.167.628	6.831.623.604
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución (2)	5.532.001.094	-
Renovables	3.041.117.024	-

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

	AI 31 de marzo de 2022	AI 31 de diciembre de 2021
Plantas de generación termoeléctrica	753.471.758	760.688.285
Construcción en curso (2)	2.194.645.906	121.409.999
Edificios (3)	515.099.867	51.848.693
Terrenos (3)	475.016.582	285.511.224
Instalaciones fijas y otras (3)	72.463.835	13.404.111
Otras instalaciones	65.145.049	7.534.166
Instalaciones fijas y accesorios	7.318.786	5.869.945
Arrendamientos financieros (4)	280.075.681	73.363.849
Instalaciones fijas y otras	14.191.427	-
Activos por uso NIIF 16	265.884.254	73.363.849
Edificios	165.145.263	71.115.493
Terrenos	87.101.539	-
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	13.637.452	2.248.356
Propiedades, plantas y equipos, neto	\$ 19.680.059.375	\$ 8.137.849.765
Costo		
Plantas y equipos	\$ 26.591.460.726	\$ 11.424.816.793
Plantas de generación hidroeléctrica	10.187.853.983	10.165.029.665
Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución Renovables	10.964.097.529	-
Plantas de generación termoeléctrica	4.171.364.866	-
Plantas de generación termoeléctrica	1.268.144.348	1.259.787.128
Construcción en curso	2.194.645.906	121.409.999
Edificios	663.426.996	99.210.369
Terrenos	475.016.582	285.511.224
Instalaciones fijas y otras	378.111.824	78.946.653
Otras instalaciones	345.540.360	48.636.441
Instalaciones fijas y accesorios	32.571.464	30.310.212
Arrendamientos financieros	331.389.881	90.771.320
Instalaciones fijas y otras	27.490.596	839.602
Activos por uso NIIF 16	303.899.285	89.931.718
Edificios	181.733.458	75.961.081
Terrenos	93.404.591	-
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	28.761.236	13.970.637
Propiedades, plantas y equipos, bruto	\$ 30.634.051.915	\$ 12.100.666.358
Depreciación		
Plantas y equipos	(10.448.703.222)	(3.832.504.904)
Plantas de generación hidroeléctrica	(3.371.686.355)	(3.333.406.061)
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución Renovables	(5.432.096.435)	-
Plantas de generación termoeléctrica	(1.130.247.842)	-
Plantas de generación termoeléctrica	(514.672.590)	(499.098.843)
Edificios	(148.327.129)	(47.361.676)
Instalaciones fijas y otras	(305.647.989)	(65.542.542)
Otras instalaciones	(280.395.311)	(41.102.275)
Instalaciones fijas y accesorios	(25.252.678)	(24.440.267)
Arrendamientos financieros	(51.314.200)	(17.407.471)
Activos por uso NIIF 16	(38.015.031)	(16.567.869)
Instalaciones fijas y otras	(13.299.169)	(839.602)
Edificios	(16.588.195)	(4.845.588)
Terrenos	(6.303.052)	-
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(15.123.784)	(11.722.281)
Depreciación acumulada	\$ (10.953.992.540)	\$ (3.962.816.593)

(*) La depreciación de los terrenos inundados se contempla dentro de la depreciación de plantas y equipos.

(1) La variación se presenta principalmente por adiciones recibidas a través de la fusión realizada en marzo de 2022 de las Compañías de Centro América (Costa Rica, Guatemala y Panamá), Codensa S.A. E.S.P y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. (ver nota 1.3).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

- Plantas de energía de Centro América; Panamá \$1.439.354.654; Guatemala \$ 1.279.663.344; Costa Rica \$ 105.216.725.
 - Líneas y redes de distribución Guatemala \$76.306.041.
 - Subestaciones y redes de distribución por \$5.420.479.034 Codensa S.A. E.S.P.
 - Plantas solares y fotovoltaicas por \$225.783.883 Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.
- (2) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuados por el Grupo al 31 de marzo de 2022, en las diferentes plantas de generación, subestaciones y redes de distribución, se refleja un incremento significativo producto de la fusión realizada en marzo de 2022 de las Compañías de Centroamérica \$116.459.721, Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P \$1.202.078.272 y Codensa S.A. E.S.P \$756.754.450 (ver nota 1.3).
- (3) Corresponde a las adiciones de terrenos, edificaciones y otras instalaciones obtenidas a través de la fusión realizada en marzo de 2022 de las Compañías de Centro América, Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y Codensa S.A. E.S.P, a continuación, se detallan las adiciones por cada rubro (ver nota 1.3).

Terrenos	Monto
Centro américa	8.236.335
<i>Panamá</i>	5.889.481
<i>Costa Rica</i>	1.352.384
<i>Guatemala</i>	994.470
Codensa	181.269.022
Total Terrenos	189.505.357
Edificaciones	
Centro américa	117.879.540
<i>Panamá</i>	111.190.981
<i>Guatemala</i>	6.627.194
<i>Costa Rica</i>	61.365
Codensa	334.681.976
Enel Green Power	10.769.341
Total Edificaciones	463.330.857
Otras instalaciones	
Centro américa	23.478.462
<i>Guatemala</i>	11.069.385
<i>Panamá</i>	7.852.468
<i>Costa Rica</i>	4.556.609
Codensa	34.993.082
Enel Green Power	1.368.145
Total Otras instalaciones	59.839.689

- (4) Corresponde a las adiciones por arrendamientos financieros de terrenos, edificaciones y vehículos obtenidos a través de la fusión realizada en marzo de 2022 de las Compañías de Centro América, Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y Codensa S.A. E.S.P, a continuación, se detallan las adiciones por cada rubro (ver nota 1.3).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Terrenos	
Centro américa	32.916.528
<i>Guatemala</i>	19.228.250
<i>Panamá</i>	13.688.278
<i>Enel Green Power</i>	55.075.032
Codensa	51.601.200
Total Terrenos	139.592.760
Edificaciones	
Centro américa	7.655.053
<i>Panamá</i>	7.655.053
Codensa	5.546.453
Total Edificaciones	13.201.506
Vehículos	
Centro américa	85.916
<i>Panamá</i>	85.916
<i>Enel Green Power</i>	415.467
Codensa	16.778.009
Total Vehículos	17.279.392

La composición y movimientos del rubro propiedad, planta y equipo es:

Movimiento en propiedad, planta y equipo	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas de Generación hidroeléctricas, termoelectricas y renovables	Subestaciones, Instalaciones y Redes de Distribución	Instalaciones Fijas, Accesorios y Otros	Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo
Saldo inicial 01/01/2021	\$ 199.527.543	\$268.935.086	\$ 50.792.808	\$ 7.587.205.160	\$-	\$ 14.689.071	\$ 7.309.997	\$ 8.128.459.665
Movimiento en propiedad, planta y equipo 2021								
Adiciones	174.059.936	-	-	-	-	-	-	174.059.936
Trasposos	(250.525.675)	16.590.538	3.385.465	228.054.496	(1.393.326)	2.495.176	-	-
Retiros	-	(14.400)	(226.899)	(1.393.326)	(1.393.326)	(211.902)	(73.684)	(1.920.211)
Gasto por depreciación	-	-	(2.102.681)	(215.274.783)	(3.568.234)	(5.893.173)	(226.838.871)	(226.838.871)
Otros incrementos (decrementos)	(1.651.805)	-	-	(6.279.658)	-	-	72.020.709	64.089.246
Total movimientos	(78.117.544)	16.576.138	1.055.885	5.106.729	-	(1.284.960)	66.053.852	9.390.100
Saldo final 31/12/2021	\$ 121.409.999	\$285.511.224	\$ 51.848.693	\$ 7.592.311.889	\$-	\$ 13.404.111	\$ 73.363.849	8.137.849.765
Movimiento en propiedad, planta y equipo 2022								
Adiciones (a)	98.672.995	-	-	-	-	-	232.793	98.905.788
Adiciones fusión (*)	2.075.292.443	135.106.642	563.234.943	4.171.837.153	10.899.742.786	299.300.348	202.010.479	18.346.524.794
Trasposos(b)	(97.616.634)	34.670	992.709	29.926.233	65.946.816	716.206	-	-
Retiros (c)	-	-	(150)	(216.150)	(1.967)	(267)	-	(218.534)
Gasto por depreciación	-	-	(1.840.620)	(63.847.497)	(30.760.801)	(2.457.154)	(3.130.898)	(102.036.970)
Gasto por depreciación fusión	-	-	(99.135.708)	(1.121.818.547)	(5.402.957.711)	(238.496.545)	(30.775.832)	(6.893.184.343)
Otros incrementos (decrementos) (d)	(3.112.897)	54.364.046	-	2.563.329	31.971	(2.864)	38.375.290	92.218.875
Total movimientos	2.073.235.907	189.505.358	463.251.174	3.018.444.521	5.532.001.094	59.059.724	206.711.832	11.542.209.610
Saldo final 31/03/2022	\$ 2.194.645.906	\$ 475.016.582	\$515.099.867	\$10.610.756.410	\$5.532.001.094	\$ 72.463.835	\$ 280.075.681	19.680.059.375

(a) Al 31 de marzo de 2022, las adiciones a propiedad, planta y equipo en construcción en curso corresponden a las inversiones realizadas en la adecuación, modernización, expansión, mejoras en la eficiencia y calidad de nivel de servicio, en las diferentes plantas, subestaciones, instalaciones y redes de distribución, a continuación, las más importantes del período:

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de marzo de 2022
Líneas y redes	Adecuación, Modernización y Expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de Distribución.	36.365.671
Subestaciones y Centros de Transformación	Adecuación, Ampliación, Modernización y Construcción de Subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	19.692.566
CH-Guavio	Sedimentación Guavio Fase I; sistema estator; recuperación rodetes, ductos, transformadores y turbina de la central.	12.433.642

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de marzo de 2022
Centro América	Rehabilitación GMC Y RDG, líneas de transmisión, repuestos transformador, obras civiles oficina, equipos eléctricos y construcción de plantas solares.	9.942.684
Otros Activos de Apoyo	Inversión en Activos de apoyo en curso como Terrenos, Construcciones y edificaciones, Maquinaria, Equipo de cómputo y comunicación y Vehículos.	8.292.629
Edificio corporativo Q93	Obras civiles, equipos y mobiliario del edificio Q93, según contrato llave en mano	5.943.176
CH-Quimbo	Recuperación de estructuras civiles e instalaciones. Fueron ejecutadas obras necesarias para la mejora en el desempeño de las obras civiles del embalse, obras asociadas a vía perimetral, así como atender obras adicionales y compromisos derivados de obligaciones ambientales generadas durante la construcción de central.	4.430.432
CC-Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, Proyectos OCM y mejoramiento ambiental BEEP	2.474.806
CH-Centrales menores	Modernización equipos de Patio, estructura de descarga Bocatoma y sistema de turbina centrales, sistemas auxiliares, Cargadores de baterías y sistemas de refrigeración	1.576.058
CF-Cartagena	Sistema de Chimenea U3 y recuperación calderas central unidades 2 y 3, mantenimiento turbina	1.555.544
CH-Muña	Recuperación turbina y sistemas auxiliares	587.969
CH-Tequendama	Recuperación turbinas y modernización sistemas auxiliares	450.164
Otras inversiones	Obras civiles y mobiliarios centrales Hidroeléctricas y térmicas	77.672
Renovables	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	(5.150.018)
Total Variación		\$ 98.672.995

CH- Central Hidroeléctrica CF- Central Fuel Oil CC - Central Carbón

Corresponde a los activos absorbidos por Emgesa, provenientes de Centro América, Enel Green Power y el saldo de los activos de distribución al cierre de febrero 2022, producto de la fusión realizada en marzo de 2022.

- (b) Al 31 de marzo de 2022, los traspasos de activos de curso a explotación se efectuaron en los siguientes conceptos y corresponden a mejoras en los equipos, mantenimientos mayores, modernizaciones para mejorar el desempeño, confiabilidad y eficiencia en las plantas, así mismo, en la línea de distribución se concluyen diferentes proyectos y avances en la entrega de compras de activos de apoyo, tal como se refleja a continuación:

Central	Total activación Del 1 de enero a 31 de marzo de 2022
Adecuación, Modernización y Expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de Distribución	52.328.004
Adecuación, Ampliación, Modernización y Construcción de Subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	12.380.061
CH- Guaca y Paraiso	8.631.748
CH-Guavio	4.797.522
CC-Termozipa	4.470.541
CF-Cartagena	3.886.679
CH-Tequendama	3.701.195
CH-Charquito	2.125.786
Otras inversiones	1.686.515
Inversión en Activos de apoyo en curso como Terrenos, Construcciones y edificaciones, Maquinaria, Equipo de cómputo y comunicación y vehículos.	1.295.820
CH-Muña	1.184.297
CH-Centrales menores (Rio Bogotá)	700.352
CH-Quimbo y Betania	428.114
Total	97.616.634

- (c) Al 31 de marzo de 2022 se realizan bajas por \$218.534 correspondientes a: Plantas de generación \$216.150; Subestaciones, Instalaciones y Redes de Distribución \$1.967; maquinaria y equipos \$267; edificaciones \$150

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

(d) Al 31 de marzo de 2022 los otros incrementos/decrementos corresponden principalmente a: Arrendamientos financieros de acuerdo con IFRS 16 así: Edificios \$29.157.501 (incluye Edificio Corporativo, terrenos proyecto renovable Fundación e incremento IPC de oficina en Barranquilla) y vehículos por \$9.217.788; actualización VPN desmantelamiento y provisiones ambientales por efecto de tasa, de acuerdo con la CINIIF 1 (\$650.933).

Al 31 de marzo de 2022 el Grupo presenta propiedad, planta y equipos (Terrenos) cuya titularidad tiene restricción así: i) Guavio y Rio Bogotá por \$713.610; ii) Quimbo por \$25.581.482 y iii) Subestación Chía por \$ 235.173.

Al 31 de marzo de 2022 El grupo presenta en funcionamiento las unidades disponibles para generación en las centrales y distribución en las subestaciones y redes.

14. Plusvalía

Plusvalía reconocida como parte de la fusión que dio origen a Enel Colombia S.A. E.S.P, oficializada el 1 de marzo de 2022. Esta Plusvalía la tenía reconocida Enel Américas, la cual se traslada al consolidado de Enel Colombia correspondiente a: Enel Solar SRL, Enel Green Power Panamá S.A., Jaguito Solar 10MW, S.A. y Progreso Solar 20 MW, S.A., las cuales surgieron por diversas combinaciones de negocios realizadas por Enel Green Power SpA en el pasado.

15. Impuestos diferidos, neto

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración considera que las proyecciones de utilidades fiscales futuras cubren lo necesario para recuperar los activos.

A continuación, se incluye el detalle del activo por impuesto diferido neto al 31 de marzo de 2022:

La Ley 2155 de 2021 definió que a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35%. El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2021 por tarifa se presenta a continuación:

	Enel X	Bogotá ZE	Costa Rica	Panamá	Saldo al 31 de marzo de 2022
Activos por impuestos diferidos	1.291	1.627.910	3.114.693	6.800.261	11.544.155
Total impuesto diferido activo	1.291	1.627.910	3.114.693	6.800.261	11.544.155

Corresponde principalmente al impuesto diferido activo de las filiales Bogotá ZE y Enel X los cuales se detallan a continuación:

Bogotá ZE:

En esta filial la diferencia entre el impuesto diferido activo por \$4.018.889 y el impuesto diferido pasivo (\$2.390.979), genera un efecto neto de impuesto diferido activo por \$1.627.910, el cual está distribuido así:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Concepto	Saldo Contable	Saldo Fiscal	Base Impuesto Diferido	Impuesto 35%
Activo por Costos Y Gastos Diferidos	-	33.547.851	33.547.851	11.741.748
Pasivo Arrendamiento Operativo	22.601.557		22.601.557	7.910.545
Contrato De Coberturas	4.908.704		4.908.704	1.718.046
Total Impuesto Diferido Activo	27.510.261	33.547.851	61.058.112	21.370.339

Concepto	Saldo Contable	Saldo Fiscal	Base Impuesto Diferido	Impuesto 35%
Pasivo por Ingresos Diferidos		34.341.629	(34.341.629)	(12.019.570)
Activo Por Arrendamiento Operativo	22.065.312		(22.065.312)	(7.722.859)
Total Impuesto Diferido (Pasivo)	22.065.312	34.341.629	(56.406.941)	(19.742.429)
Impuesto Diferido Activo (Pasivo) Neto				1.627.910

Impuesto diferido pasivo:

- Los ingresos reconocidos contablemente en el año 2021 asociados al activo financiero por \$34.341.629, en los términos del artículo 32 del E.T. para efectos fiscales, se reclasifican como un pasivo fiscal por ingresos diferidos, generándose así una diferencia temporaria entre el balance contable y balance fiscal, lo cual origina un impuesto diferido pasivo por valor de \$12.019.570.
- Se excluyen del balance fiscal, las partidas del pasivo reconocido por el arrendamiento operativo del terreno por \$22.601.557 que generan un impuesto diferido pasivo por valor de \$7.910.545.
- En marzo se constituyó un contrato de coberturas que se reconocieron en el pasivo por valor de \$4.908.704 que no se reconocieron fiscalmente generando un impuesto diferido pasivo por \$1.718.046. En este caso, la contrapartida de este impuesto será el Otro Resultado Integral, el cual a su vez dio origen al registro contable de la cobertura por \$4.908.704.
- En ese orden de ideas al computar las partidas fiscales de las contables que generan impuesto diferido pasivo, genera como resultado \$2.390.979 (\$12.019.570 -\$7.910.545 -\$1.718.046).

Impuesto diferido activo:

- Los costos y gastos reconocidos contablemente en el año 2021 asociados al activo financiero por \$33.547.851 en los términos del artículo 32 del E.T. para efectos fiscales, se reclasifican como un activo fiscal intangible, generándose así una diferencia temporaria entre el balance contable y balance fiscal, lo cual origina un impuesto diferido activo al 31 de marzo de 2022 por valor de \$11.741.748.
- Otra partida que hace parte del impuesto diferido hace referencia al activo por arriendo operativo que para efectos fiscales no se tienen en cuenta y que ascienden a \$22.065.312, representan un impuesto diferido activo de \$7.722.859.
- En ese orden de ideas al computar las partidas fiscales de las contables que generan impuesto diferido activo, genera como resultado \$4.018.889.

Enel X:

En esta filial el impuesto diferido activo por \$1.291 se compone de la siguiente manera:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

Concepto	Saldo Contable	Saldo Fiscal	Base Impto Diferido	Impuesto	
Pasivo Provisión de gastos	2.923	-	2.923	1.023	35%
Pasivo Impuesto ICA por pagar	535	-	535	268	50%
Total Impto Diferido Activo	3.458	-	3.458	1.291	
Impuesto Diferido Activo (Pasivo) Neto				1.291	

- Se excluye del balance fiscal el pasivo contable por provisión de gastos que asciende a \$2.293 lo cual genera un impuesto diferido activo por \$1.023.
- El gasto contable por concepto del impuesto de industria y comercio causado por valor de \$535 se trata como no deducible en el impuesto sobre la renta. A este importe se le dará el tratamiento de descuento tributario (50% del ICA pagado en el año), al aplicar lo contemplado en el artículo 86 de la Ley 2010 de 2019. De este modo se reconoció un activo por impuesto diferido por valor de \$268.

Costa Rica:

- En esta filial el impuesto diferido activo reconocido en estados financieros por \$3.114.693 se compone de la siguiente manera:

	Enel Green Power Costa Rica S.A.	PH Don Pedro S.A.	PH Rio Volcan S.A.	Total Costa Rica
Impuesto Diferido Activo	376.284	1.177.246	1.561.163	3.114.693

Panamá:

- En esta filial el impuesto diferido activo reconocido en estados financieros por \$6.800.261 se compone de la siguiente manera:

	Mapeo Prediretorio	ENEL SOLAR SRL	Progreso Solar 20MW, S.A.	Total Panamá
Impuesto Diferido Activo	581.409	6.198.227	20.625	6.800.261

La recuperación de los saldos de pasivos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración considera que las proyecciones de utilidades fiscales futuras cubren lo necesario para recuperar los pasivos.

A continuación, se incluye el detalle del pasivo por impuesto diferido neto al 31 de marzo de 2022:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

	Saldo Inicial al 1 de enero de 2022	Efecto fusión por impuestos diferidos en resultados	Efecto fusión por impuestos diferidos en Otros resultados integrales	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en resultados (i)	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales (ii)	CAM (Saldo diferido a 31 de marzo de 2022) Panamá, Guatemala y Costa Rica (3)	Saldo Final al 31 de marzo de 2022
Impuesto diferido activo							
Provisiones y otros (1)	\$20.076.481	\$88.469.141	\$ -	\$ (4.067.041)	\$ -	\$ -	\$104.478.581
Obligaciones de aportación definida	7.235.115	15.460.635	-	(189.864)	-	-	22.505.886
Instrumentos de cobertura	(899.670)	-	5.283.155	(5.283.155)	23.789.755	-	22.890.085
Total impuesto diferido activo	\$ 26.411.926	\$103.929.776	\$5.283.155	\$ (9.540.060)	\$ 23.789.755	\$ -	\$ 149.874.552
Impuesto diferido pasivo							
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	\$(344.119.035)	\$(68.218.380)	\$ -	\$(12.547.296)	\$-	\$ -	\$(424.884.711)
Otros	-	(11.222.525)	(11.913.084)	(4.625.487)	(4.128.791)	-	(31.889.887)
Método de participación CAM-Enel Colombia	-	-	-	-	(148.695.123)	-	(148.695.123)
CAM (3)	-	-	-	-	-	(157.680.211)	(157.680.211)
Total impuesto diferido pasivo	\$(344.119.035)	\$(79.440.905)	\$(11.913.084)	\$(17.172.783)	\$(152.823.914)	\$(157.680.211)	\$(763.149.932)
Impuesto diferido pasivo, neto	\$(317.707.109)	\$ 24.488.871	\$ (6.629.929)	\$(26.712.843)	\$(129.034.159)	\$(157.680.211)	\$(613.275.380)

- (i) A 31 de marzo de 2022 la disminución de los resultados por impuesto diferido comprende al impuesto diferido del periodo.
- (ii) El impuesto diferido corresponde a los movimientos de los derivados liquidados por la línea de negocio de distribución.
- (1) A 31 de marzo de 2022, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2022	Efecto fusión por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo Final al 31 de marzo de 2022
Otros	-	18.000.620	(48.194.025)	(30.193.405)
Provisión de cuentas incobrables (a)	2.108.438	30.836.054	148.528	33.093.020
Provisiones de trabajos y servicios	13.567.983	5.702.755	(1.652.542)	17.618.196
Provisión obligaciones laborales (b)	1.751.902	17.769.445	27.633.805	47.155.152
Dif. Impuesto de Industria y Comercio (c)	1.337.604	15.763.728	15.524.610	32.625.942
Provisión compensación calidad	1.310.554	-	1.146.401	2.456.955
Provisión por desmantelamiento	-	396.539	1.326.182	1.722.721
	\$20.076.481	\$88.469.141	(\$4.067.041)	\$104.478.581

(a) Corresponde al aumento principalmente, de la provisión de cartera del IVA de Alumbrado Público.

(b) Este rubro corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración (Transition Fund).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

(c) Corresponde al reconocimiento de impuesto diferido por el descuento tributario del impuesto de industria y comercio de acuerdo con el artículo 115 del Estatuto Tributario modificado por la Ley de Financiamiento (Ley 2010 de 2019).

(2) El exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable surge porque:

- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto Quimbo tienen un tratamiento especial: Los activos en el año 2016 se depreciaron de acuerdo con la vida útil clasificada según el tipo de activo de acuerdo al reglamento vigente hasta dicho año, para el año 2017 a pesar de que la reforma (ley 1819 de 2016) estableció nuevas tasas para la depreciación, los activos que pertenecen a Quimbo seguirán con las del reglamento ya que este proyecto tiene estabilidad jurídica.
- Activos a los cuales se les aplicó depreciación acelerada con el método de reducción de saldos.
- Los demás activos se deprecian por línea recta.
- A partir del 2017, los activos que se adquieren como nuevos o que se activan se tendrá en cuenta la vida útil contable salvo que esta no sea mayor a la establecida en la ley 1819 de 2016.

La Ley 2151 de 2021 definió que a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35%. El impuesto diferido a 31 de marzo de 2022 se presenta a continuación:

	2022
	En adelante
Provisiones y pasivos estimados	(267.554.490)
Propiedades, planta y equipo	(662.187.643)
Cartera	90.883.287
Obligaciones de aportación definida	19.935.073
Otros	(7.144.877)
	(\$ 826.068.650)
Tarifa	35%
	(\$ 471.173.207)
Dif. Impuesto de Industria y Comercio	26.418.312
Tarifa	50%
Impuesto	13.209.156
Ganancias ocasionales	23.688.815
Tarifa	10%
Impuesto	2.368.882
Total impuesto diferido pasivo Colombia	(\$ 455.595.169)
Total Impuesto Diferido pasivo CAM	(\$ 157.680.211)
Total impuesto diferido pasivo, neto	(\$ 613.275.380)

(3) **Centro America (CAM):**

Con motivo de la fusión dada el 1 de marzo del año 2022, se incluyen los países Guatemala, Panamá y Costa Rica (CAM- Centro América) reflejando un impuesto pasivo diferido así:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

País (CAM)	Saldo Final al 31 de marzo de 2022
Panamá (a)	\$(125.857.968)
Costa Rica (b)	\$(31.822.243)
Total, impuesto diferido Neto	\$(157.680.211)

- (a) La provisión de impuesto diferido neto pasivo comprende: gastos por provisiones laborales, arrendamientos, provisión por obsolescencia de inventarios, provisión para desmantelamiento de plantas solares, otras provisiones por diferencias temporales por valor de \$(125.857.968).
- (b) El pasivo por impuesto diferido corresponde a la diferencia de vidas útiles de las plantas PH Don Pedro y PH Río Volcán, por (\$ 31.822.243).

16. Pasivos financieros

	Al 31 de marzo de 2022			Al 31 de diciembre de 2021		
	Corriente		No Corriente	Corriente		No Corriente
	Capital	Intereses		Capital	Intereses	
Bonos emitidos (1)	\$ 1.170.039.940	\$ 37.406.182	\$ 2.615.383.769	\$ 599.926.308	\$ 13.468.287	\$ 1.257.095.184
Préstamos Bancarios (2)	836.425.224	24.089.248	1.716.525.303	-	1.452.900	450.000.000
Instrumentos derivados (3)	81.202.284	-	1.257.398	41.864	-	-
Obligaciones por leasing (4)	37.824.335	3.845.614	296.492.139	18.035.751	16.759	64.722.082
Línea de crédito	-	316.299	-	53.452	-	-
	\$ 2.125.491.783	\$ 65.657.343	\$ 4.629.658.609	\$ 618.057.375	\$ 14.937.946	\$ 1.771.817.266

- (1) Al 31 de marzo los saldos trasladados por concepto de bonos corresponden a \$246.000.000 corto plazo y \$1.928.340.000 largo plazo.

El 9 de marzo de 2022 se realizó el pago del Bono E5-17 por \$246.000.000.

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de marzo de 2022 es el siguiente:

Serie	Tasa EA	Tipo de Tasa	Corriente			1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	5 a 10 años	Total no corriente
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente					
B-7	13,07%	Variable	\$4.825.733	\$290.091.211	\$294.916.944	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
B12-18	11,88%	Variable	3.987.360	-	3.987.360	-	-	-	160.000.000	160.000.000
B5-18	11,05%	Variable	3.847.155	-	3.847.155	195.000.000	-	-	-	195.000.000
B12-13	13,19%	Variable	2.977.243	-	2.977.243	-	-	193.340.000	-	193.340.000
E7-18	6,74%	Fija	2.880.000	-	2.880.000	-	-	200.000.000	-	200.000.000
B12	13,41%	Variable	2.638.139	-	2.638.139	-	-	362.897.801	-	362.897.801
B10	11,81%	Variable	2.594.173	299.965.978	302.560.151	-	-	-	-	-
B7-2020	10,65%	Variable	2.440.500	-	2.440.500	-	-	-	250.000.000	250.000.000
B16	12,49%	Variable	2.322.450	-	2.322.450	-	-	-	162.395.488	162.395.488
B10-14	12,14%	Variable	1.748.700	-	1.748.700	-	186.358.158	-	-	186.358.158
B10-19	11,85%	Variable	1.541.000	-	1.541.000	-	-	-	200.000.000	200.000.000
B15	14,58%	Variable	1.177.800	-	1.177.800	-	-	-	199.892.322	199.892.322
E4-19	6,30%	Fija	1.173.760	280.000.000	281.173.760	-	-	-	-	-
E4-2020	4,70%	Fija	1.102.750	-	1.102.750	-	250.000.000	-	-	250.000.000
B15-09	10,0%	Variable	1.023.920	-	1.023.920	55.500.000	-	-	-	55.500.000
E7-17	6,46%	Fija	824.600	-	824.600	-	200.000.000	-	-	200.000.000
B-E6-16	7,59%	Fija	300.900	299.982.750	300.283.650	-	-	-	-	-
			\$37.406.183	\$1.170.039.939	\$1.207.446.122	\$250.500.000	\$636.358.158	\$756.237.801	\$972.287.810	\$2.615.383.769

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

- (2) El incremento de préstamos bancarios a 31 de marzo de 2022 corresponde a los saldos de la compañía Codensa S.A. E.S.P. por efecto del proceso de fusión con deuda por valor de \$609.222.407 a corto plazo y 1.267.725.512 de largo plazo.

El detalle de las obligaciones por préstamos de deuda a 31 de marzo de 2022 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Corriente								Total no corriente	
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años		
Bancolombia S.A.	3,94%	05/04/2022	\$249.328.359	\$ -	\$249.328.359	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Bancolombia S.A.	3,94%	05/04/2022	204.913.591	-	204.913.591	-	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	4,67%	13/06/2022	8.333.333	117.907	8.451.240	-	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	3,87%	06/01/2023	3.457.003	7.994.667	11.451.670	-	-	-	-	-	-	-
Scotiabank Colpatría S.A.	5,76%	14/05/2026	2.970.915	-	2.970.915	-	-	-	400.000.000	-	-	400.000.000
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	4,02%	06/01/2024	1.163.634	3.420.818	4.584.452	3.800.909	-	-	-	-	-	3.800.909
Banco BBVA Colombia S.A.	4,84%	-	952.000	-	952.000	-	-	-	-	-	100.000.000	100.000.000
Banco de Bogotá S.A.	5,27%	05/04/2026	905.177	2.556.513	3.461.690	3.408.669	3.408.669	3.408.669	284.056	-	-	10.510.063
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	4,00%	08/02/2023	884.948	2.337.905	3.222.853	-	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	6,21%	-	810.133	-	810.133	-	-	-	-	-	150.000.000	150.000.000
Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	0,00%	16/10/2023	612.091	1.836.273	2.448.364	1.428.212	-	-	-	-	-	1.428.212
Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	0,00%	28/08/2023	464.545	1.393.636	1.858.181	774.242	-	-	-	-	-	774.242
Bancolombia S.A.	7,27%	-	354.250	-	354.250	-	-	-	-	-	200.000.000	200.000.000
Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	0,00%	30/11/2023	270.455	811.364	1.081.819	721.212	-	-	-	-	-	721.212
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	4,15%	08/02/2024	266.410	783.273	1.049.683	957.331	-	-	-	-	-	957.331
Banco BBVA Colombia S.A.	5,66%	14/01/2025	-	62.762.226	62.762.226	66.666.667	66.666.667	-	-	-	-	133.333.334
Bancolombia S.A.	5,11%	15/07/2026	-	63.236.333	63.236.333	60.000.000	60.000.000	60.000.000	60.000.000	-	-	240.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	5,71%	02/11/2026	-	5.088.226	5.088.226	-	-	-	215.000.000	-	-	215.000.000
Bancolombia S.A.	4,37%	30/11/2026	-	3.851.337	3.851.337	-	-	-	260.000.000	-	-	260.000.000
Bank Of Nova Scotia (a)	0,90%	02/03/2023	-	228.637.150	228.637.150	-	-	-	-	-	-	-
Total Créditos			\$475.686.844	\$384.827.628	\$860.514.472	\$137.757.242	\$130.075.336	\$63.408.669	\$935.284.056	\$450.000.000		\$1.716.525.303

- (a) El 3 de marzo de 2022 se hizo la utilización de la línea de crédito con Bank of Nova Scotia por un monto de US\$61.000.000 a un plazo de 1 año, bullet con pago de interés semestral.

- (3) El saldo a 31 de mayo de 2022 corresponde a la constitución de ochenta y nueve (89) derivados de cobertura de flujo de caja e inversiones proyectos renovables con valoración pasiva, así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	MTM CP	MTM LP
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	29/07/2022	22.762.199	USD	4.062,70	5.341.129	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	29/04/2022	15.000.000	USD	4.075,13	4.558.836	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	31/08/2022	24.124.568	USD	4.032,89	4.376.753	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	29/04/2022	15.000.000	USD	4.027,05	3.840.234	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	31/05/2022	13.263.741	USD	4.076,28	3.814.494	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	31/05/2022	15.000.000	USD	4.041,30	3.795.231	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BBVA_CO	Cash Flow Hedge	30/11/2022	110.000.000	CNH	642,78	3.343.849	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	30/06/2022	110.000.000	CNH	626,79	3.303.312	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	31/08/2022	15.000.000	USD	4.060,85	3.127.254	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	30/09/2022	15.000.000	USD	4.078,85	3.029.791	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	31/10/2022	15.000.000	USD	4.089,03	2.831.977	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	30/06/2022	11.289.182	USD	4.049,05	2.725.435	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	29/07/2022	10.000.000	USD	4.084,82	2.562.294	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	29/07/2022	13.724.102	USD	4.007,79	2.485.406	-
Forward	Inversiones/Proyecto	JPMORGAN_GB	Cash Flow Hedge	31/05/2022	7.368.148	USD	4.085,50	2.188.089	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BBVA_CO	Cash Flow Hedge	29/07/2022	100.000.000	CNH	620,00	2.099.925	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	30/06/2022	7.500.000	USD	4.067,82	1.948.793	-
Forward	Tasa Cambio Deuda USD	BNP_FR	Tipo Cambio	3/03/2023	61.274.500	USD	4.014,00	1.678.653	-

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	MTM CP	MTM LP
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	31/10/2022	39.633.039	CNH	648,00	1.528.733	-
Forward	FX Pago CERE	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	31/10/2022	2.600.000	USD	4.248,08	880.317	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	29/04/2022	4.210.000	USD	3.946,34	740.750	-
Forward	FX Pago CERE	COLPATRIA_CO	Tipo Cambio	30/06/2022	2.900.000	USD	4.062,82	737.798	-
Forward	FX Pago CERE	COLPATRIA_CO	Tipo Cambio	31/05/2022	2.800.000	USD	4.049,85	732.624	-
Forward	FX Pago CERE	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	31/08/2022	3.000.000	USD	4.098,62	731.874	-
Forward	FX Pago CERE	COLPATRIA_CO	Tipo Cambio	1/08/2022	2.900.000	USD	4.075,14	707.927	-
Forward	FX Pago CERE	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	30/09/2022	2.000.000	USD	4.229,35	687.422	-
Forward	FX Pago CERE	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	30/11/2022	2.000.000	USD	4.269,91	673.018	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	2/05/2022	1.500.000	USD	4.154,62	570.804	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	31/05/2022	1.500.000	USD	4.169,75	569.819	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	1/08/2022	1.500.000	USD	4.204,63	555.248	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	31/08/2022	1.500.000	USD	4.223,09	547.184	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	31/10/2022	1.500.000	USD	4.263,41	530.566	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	31/08/2022	28.129.664	USD	3.864,86	528.931	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	29/12/2022	110.000.000	CNH	618,34	508.516	-
Forward	FX Pago CERE	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	2/01/2023	1.400.000	USD	4.292,05	465.758	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	30/11/2022	1.300.000	USD	4.284,81	456.459	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	2/01/2023	1.300.000	USD	4.309,27	454.164	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	30/06/2022	1.100.000	USD	4.185,46	412.053	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	29/04/2022	1.881.369	USD	3.946,34	331.027	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	30/09/2022	900.000	USD	4.241,64	320.427	-
Forward	FX Pago CERE	COLPATRIA_CO	Tipo Cambio	2/05/2022	900.000	USD	4.039,27	239.618	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	29/07/2022	665.142	EUR	4.631,55	233.551	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	30/09/2022	12.500.000	USD	3.886,96	221.028	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BBVA_CO	Cash Flow Hedge	29/04/2022	100.000.000	CNH	595,02	217.936	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	30/09/2022	500.000	USD	4.241,64	178.015	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	31/05/2022	10.000.000	USD	3.796,94	117.686	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	30/06/2022	300.000	USD	4.185,46	112.378	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Trading	21/04/2022	603.450	USD	3.940,79	105.581	-
Forward	Inversiones/Proyecto	CITIBANK_CO	Trading	21/04/2022	603.450	USD	3.940,79	105.581	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	31/05/2022	7.926.601	USD	3.796,94	93.285	-
Forward	FX Pago CERE	CITIBANK_CO	Tipo Cambio	31/01/2023	500.000	USD	4.133,43	81.453	-
Forward	FX Pago CERE	CITIBANK_CO	Tipo Cambio	31/01/2023	500.000	USD	4.133,43	81.453	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	29/04/2022	5.421.631	USD	3.780,71	63.123	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	10/06/2022	1.929.346	USD	3.824,16	58.849	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	29/04/2022	5.000.000	USD	3.780,71	58.214	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	10/06/2022	1.199.590	USD	3.838,72	55.058	-
Forward	FX Pago CERE	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	31/05/2022	900.000	USD	3.837,10	46.212	-
Forward	FX Pago CERE	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	30/06/2022	900.000	USD	3.852,25	42.815	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Cash Flow Hedge	30/06/2022	2.963.498	USD	3.816,91	40.365	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Trading	25/04/2022	455.945	USD	3.855,06	39.923	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Trading	25/04/2022	455.945	USD	3.855,06	39.923	-
Forward	FX Pago CERE	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	2/05/2022	650.000	USD	3.824,85	34.605	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Trading	7/04/2022	151.316	USD	3.934,29	26.618	-
Forward	Inversiones/Proyecto	BNP_FR	Trading	7/04/2022	151.316	USD	3.934,29	26.618	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	18/05/2022	532.877	USD	3.829,77	26.702	-
Forward	FX Pago CERE	CITIBANK_CO	Tipo Cambio	28/02/2023	100.000	USD	4.155,49	16.245	-
Forward	FX Pago CERE	CITIBANK_CO	Tipo Cambio	28/02/2023	100.000	USD	4.155,49	16.245	-
Forward	FX Pago CERE	CITIBANK_CO	Tipo Cambio	31/03/2023	100.000	USD	4.178,00	15.839	-
Forward	FX Pago CERE	CITIBANK_CO	Tipo Cambio	31/03/2023	100.000	USD	4.178,00	15.839	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	10/06/2022	153.727	USD	3.873,91	12.388	-
Forward	FX Pago CERE	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	1/08/2022	1.500.000	USD	3.831,67	9.999	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	15/07/2022	203.931	USD	3.853,46	7.722	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	13/04/2022	85.685	USD	3.817,63	4.643	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	10/06/2022	117.690	USD	3.824,16	3.590	-
Forward	FX Pago CERE	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	31/08/2022	2.000.000	USD	3.847,46	2.482	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	10/06/2022	51.846	USD	3.824,16	1.581	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	22/08/2022	54.315	USD	3.869,48	1.575	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	B_DEBOGOTA_CO	Tipo Cambio	20/09/2022	67.977	USD	3.884,00	1.478	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	BANCO_ITAU_CO	Tipo Cambio	10/06/2022	973.977	USD	3.793,40	1.189	-
Forward	FX Pago CERE	BANCO_ITAU_CO	Tipo Cambio	2/05/2023	300.000	USD	4.190,98	-	44.386
Forward	FX Pago CERE	BANCO_ITAU_CO	Tipo Cambio	2/05/2023	300.000	USD	4.190,98	-	44.386
Forward	FX Pago CERE	BANCO_ITAU_CO	Tipo Cambio	31/05/2023	1.000.000	USD	4.213,41	-	149.032
Forward	FX Pago CERE	BANCO_ITAU_CO	Tipo Cambio	31/05/2023	1.000.000	USD	4.213,41	-	149.032
Forward	FX Pago CERE	BANCO_ITAU_CO	Tipo Cambio	30/06/2023	1.000.000	USD	4.233,92	-	146.457
Forward	FX Pago CERE	BANCO_ITAU_CO	Tipo Cambio	30/06/2023	1.000.000	USD	4.233,92	-	146.457
Forward	FX Pago CERE	BANCO_ITAU_CO	Tipo Cambio	31/07/2023	1.000.000	USD	4.254,25	-	144.733

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	MTM CP	MTM LP	
Forward	FX Pago CERE	BANCO_ITAU_CO	Tipo Cambio	31/07/2023	1.000.000	USD	4.254,25	-	144.733	
Forward	FX Pago CERE	BANCO_ITAU_CO	Tipo Cambio	31/08/2023	1.000.000	USD	4.277,50	-	144.091	
Forward	FX Pago CERE	BANCO_ITAU_CO	Tipo Cambio	31/08/2023	1.000.000	USD	4.277,50	-	144.091	
Total valoración								-	\$ 73.180.279	\$ 1.257.398

El detalle de los derivados de cobertura de Bogotá ZE es el siguiente:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	MTM CP
Forward	Pago de facturas	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	19/04/2022	39.677.270	USD	3844,25	3.113.301
Forward	Pago de facturas	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	18/08/2022	45.305.804	USD	3904,00	2.150.616
Forward	Pago de facturas	CITIBANK_CO	Cash Flow Hedge	18/08/2022	24.000.000	USD	3933,50	2.758.088
Total valoración								\$ 8.022.005

(4) El detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 31 de marzo de 2022 y al 31 de diciembre de 2021:

	Al 31 de marzo de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos (a)	\$ 13.671.225	\$ 179.889.205	\$ -	\$ -
Edificios (b)	14.626.195	100.885.081	16.695.869	64.046.824
Vehículos (c)	12.679.682	15.717.853	1.356.641	675.258
Redes eléctricas	692.847	-	-	-
	\$ 41.669.949	\$ 296.492.139	\$ 18.052.510	\$ 64.722.082

El detalle de Leasing es el siguiente:

Bogota ZE:

	Al 31 de marzo de 2022	
	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ 6.274.084	\$ 48.141.845
	\$ 6.274.084	\$ 48.141.845

Leasing de entidades Centroamericanas:

Guatemala:

	Al 31 de marzo de 2022	
	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ 276.171	\$ 20.207.570
Edificios	-	372.004
Vehículos	-	573.070
	\$ 276.171	\$ 21.152.644

Panamá:

	Al 31 de marzo de 2022	
	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ 1.157.235	\$ 12.867.345
Edificios	941.356	7.022.812
Vehículos	90.676	-
	\$ 2.189.267	\$ 19.890.157

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

- (a) Corresponde a los contratos de terrenos en arrendamiento, en los cuales se desarrollará la infraestructura para patios de recarga de Transmilenio y para el desarrollo de proyectos de energía renovable por \$ 159.052.140 y arrendamiento de terrenos para plantas Solares en entidades de Centroamérica por \$34.508.321.
- (b) El incremento en edificios corresponde al reconocimiento de la totalidad del Edificio Q93 en el mes de enero, así:

CONCEPTO	VALOR
Reconocimiento pisos 2, 3, 4 y parqueaderos	\$ 44.137.777
Reconocimiento piso 7 y 8	29.842.690
Reconocimiento piso 5	14.377.332
Reconocimiento piso 6	\$ 13.142.201
Total Pasivo	\$ 101.500.000

Detalle del anticipo girado por Bancolombia S.A. a nombre del Grupo el cual se legalizó en su totalidad el 24 de enero de 2022 fecha de la firma de las escrituras:

CONCEPTO	VALOR
Anticipo inicial	\$ 18.746.978
Amortización Piso 5	(1.437.733)
Amortización Piso 6	(3.942.660)
Amortización Pisos 2,3,4 y parqueaderos	(4.339.608)
Amortización Pisos 2,3,4 y parqueaderos	(9.026.977)
Saldo Anticipo	\$ -

- Se tienen contratos de arrendamiento de Edificios de entidades centroamericanas principalmente con inversiones Hayat y otros por valor de \$ 8.336.172.
- (c) Corresponde principalmente a los contratos de transporte operativo con los terceros Transportes Especiales Aliados, ALD Automotive y Busexpress por valor de \$ 25.724.650 y contratos de transporte en Centroamérica con Banco Aliado y Ricardo Perez por \$ 640.987.

Al 31 de marzo de 2022, el Grupo cuenta con \$4.641.731.616 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, respecto de las cuales, en caso de requerirse, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso.

Así mismo, y como parte de su estrategia de financiamiento, el Grupo suscribió el 15 de abril de 2021, una línea de crédito comprometida por USD\$103 millones con Bank of Nova Scotia, con un (1) año de disponibilidad de los recursos para su desembolso. De este monto queda disponible para su utilización USD\$42 millones.

Al 31 de marzo de 2022 existen tres garantías con Scotiabank Colpatria por \$6.466.036 que respaldan el cumplimiento de las obligaciones de crédito suscritas con la Financiera de Desarrollo Territorial S.A. - Findeter S.A, en el marco del decreto legislativo 517 de 2020.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

17. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 1.004.882.867	\$ 154.844.539
Estimados por compra de energía y gas (2)	427.033.171	103.631.495
Otras cuentas por pagar (3)	220.284.322	41.713.090
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ 1.652.200.360	\$ 300.189.124

- (1) Al 31 de marzo de 2022 corresponde principalmente a la cuenta por pagar al Banco Colpatría Red Multibanca Colpatría S.A. por concepto del recaudo de la cartera del negocio “Crédito Fácil Codensa” conciliado y pendiente de girar por \$175.562.153, y cuentas por pagar de bienes y servicios mediante operaciones factoring con Bancolombia S.A. por \$84.306.180, Banco Av Villas por \$36.090.923 y Citibank Colombia S.A. por \$8.694.627 respectivamente.

Adicionalmente incluye el reconocimiento de obligaciones por la adquisición de energía, bienes y servicios con los siguientes proveedores: Accenture Ltda. por \$24.942.145, Acre Colombia S.A.S. por \$2.472.831, Ayesa Advanced Technologies S.A. por \$7.306.516, Cables de Energía por \$2.306.822, Confipetrol SAS por \$6.117.548, Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. por \$11.229.814, Eulen Colombia S.A. por \$7.688.194, Indra Colombia S.A.S. por \$7.581.092, Inmel Ingeniería S.A.S. por \$11.137.664, JE Jaimes Ingenieros SA por \$ 5.391.577, Ntt Data Colombia S.A.S. por \$5.370.714, Promoambiental Distrito S.A. por \$9.176.035, Quanta Services Colombia por \$5.355.578, Seguridad Atlas Ltda. por \$ 277.993 , Siemens Energy S.A.S. por \$12.448.608, Termotasajero Dos S.A. por \$5.264.372, Voith Hydro- Ltda. por \$ 1.441.333, BDY por la compra de la flota de buses por \$131.249.609, Nacional de Eléctricos por \$ 227.618, LG CNS Colombia S.A. por \$ 451.707, provisiones - estimados de la contribución especial del Plan de Desarrollo por 18.430.536, Nordex Energy GMBH por \$57.837.570. y otros pagos a proveedores pertenecientes a las compañías de Centroamérica por \$26.842.606.

- (2) Al 31 de marzo de 2022 corresponde principalmente al estimado de compras de energía del segmento de distribución por \$239.401.282, costos del segmento de generación de energía por \$12.509.922, costo de los estimados por compras de energía de las compañías de Centroamericanas por \$71.769.604 y comercialización de gas por (\$279.131).
- (3) El detalle de otras cuentas por pagar al 31 de marzo de 2022 es el siguiente:

	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Otras cuentas por pagar (a)	128.819.251	41.713.090
Saldos a favor de clientes (b)	80.215.665	-
Recaudo a favor de terceros (c)	11.249.406	-
	\$ 220.284.322	\$ 41.713.090

- (a) Al 31 de marzo de 2022 corresponde principalmente a las adecuaciones – obras civiles ejecutadas por socios comerciales por \$32.272.664, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por \$ 18.018.510. Los ADD's corresponden al cargo de distribución de otros operadores de red que por mandato regulatorio deben ser facturado y recaudado por el Grupo a sus usuarios finales bajo el esquema de áreas de distribución.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Las áreas de distribución es un mecanismo regulatorio que se incluyó en Colombia bajo la Resolución CREG 058-068 y 070 de 2008, que tiene como objetivo distribuir el costo de distribución que deben asumir los usuarios finales de forma equitativa en las diferentes regiones del país entre todos los usuarios.

Incluye las operaciones de Confirming como agente de pago a Citibank Colombia S.A por \$29.637.516 y por las compañías de Centroamérica los depósitos en garantía recibido de clientes de energía, reserva para prestaciones laborales y reservas de gastos operativos por \$31.086.028.

- (b) Corresponde a los saldos a favor de clientes generados principalmente por mayor valor pagado por los clientes y por ajustes de facturación del segmento de distribución.
- (c) Al 31 de marzo de 2022 corresponde principalmente al pasivo por contratos de mandato por suscripciones a periódicos, revistas, aseo y pólizas de seguros por \$11.174.411.

18. Provisiones

	Al 31 de marzo de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No corriente
Provisiones ambientales	\$ 105.401.723	\$ 195.484.926	\$ 68.930.399	\$ 222.774.757
<i>Ambiental y obras Quimbo (1)</i>	64.626.515	40.814.116	27.950.242	71.611.290
<i>Plan de Restauración Quimbo (1)</i>	31.390.815	35.599.483	35.235.548	40.069.485
<i>Provisión Ambiental Río Bogotá (2)</i>	4.520.838	18.497.640	4.643.898	19.968.264
<i>Provisión ambiental el Paso (3)</i>	2.609.715	13.616.018	-	-
<i>Plan de Compensación CAR (4)</i>	1.100.711	86.921.248	1.100.711	91.125.718
<i>Otras compensaciones ambientales</i>	1.153.129	36.421	-	-
Provisión de reclamaciones legales (5)	12.804.623	14.721.730	101.340	10.893.813
<i>Civiles y otros</i>	10.701.296	12.494.936	101.340	9.515.972
<i>Laborales</i>	2.103.327	2.226.794	-	1.377.841
Desmantelamiento (6)	9.778.716	27.940.746	-	958.961
Otras provisiones	35.902.372	41.787.429	10.117.209	14.681.928
<i>Provisión Incertidumbre Fiscal (7)</i>	19.577.198	-	7.520.768	-
<i>Provisión Recuperación Tominé (8)</i>	10.778.732	-	-	10.628.427
<i>Provisión Fondo de Transición (9)</i>	5.546.442	22.795.668	2.596.441	4.053.501
<i>Provisión Fondo Electrificación Rural (10)</i>	-	18.298.624	-	-
<i>Otros</i>	-	693.137	-	-
Total Provisiones	\$ 163.887.434	\$ 279.934.831	\$ 79.148.948	\$ 249.309.459

- (1) La provisión de la Central Ambiental Hidroeléctrica El Quimbo está constituida por: i) Ambiental y obras Quimbo, la cual corresponde principalmente a obligaciones para reposición de infraestructura, liquidación de contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central ejecutadas dentro del cronograma de obras propuesto por el proyecto entre el 2017 y 2021. ii) Plan de Restauración, incluye las obras necesarias para mitigar el impacto ambiental con ocasión del llenado del embalse y que involucra flujos de ejecución estimados en 30 años. Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra la restauración de bosques, mantenimiento de la franja de protección y del embalse, desarrollo del programa íctico y pesquero y programas de monitoreo de fauna, flora, clima y paisaje.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

La tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y de plan de restauración Quimbo a marzo de 2022 es 9.93% y 9.58% EA y a diciembre de 2021 es 8.37% y 5.92% EA, respectivamente.

Reclamación Consorcio Impregilo

Durante el 2015, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante el Grupo una serie de reclamaciones y notas de órdenes de cambio (Noc's) producto de afectaciones económicas por las obras ejecutadas en el contrato CEQ-21 obras civiles principales proyecto Hidroeléctrico El Quimbo.

En sesión ordinaria de Junta Directiva No 436 celebrada el 19 de octubre de 2016, fueron realizados los análisis técnicos y legales del contrato pactado entre el Grupo y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. El Grupo en aras de evitar un proceso de arbitraje a futuro, decidió cerrar la negociación con el contratista durante el último trimestre de 2016. La pretensión inicial del contratista ascendía a \$224.560.000, entre reclamaciones y notas de orden de cambio como resultado de la negociación se cerró el acuerdo por \$57.459.000 más \$2.800.000, por el acta del cierre de contrato, y un reajuste a las reclamaciones por \$14.541.000, para un total de \$74.800.000, estos valores fueron autorizados por el Grupo para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021 por medio del addendum 17 firmado en enero de 2017.

En noviembre de 2016, el Grupo como parte del análisis de las actividades incluidas dentro de la provisión constituida para garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la construcción de la Central, efectuó recuperaciones por actividades que fueron consideradas no necesarias e incluyendo los reajustes a los precios del contrato acordados en Junta Directiva y formalizados en addendum 17 el cual fue firmado y pagado durante el primer trimestre de 2017.

Actualmente este contrato entra en etapa de liquidación, una vez se cumpla el término del amparo, calidad y estabilidad de las obras.

El Grupo presentó reclamación al contratista y a la Compañía AXA Colpatría Seguros S.A., porque considera que algunos eventos que afectan la calidad de las obras de la presa son responsabilidad de la Compañía. AXA Colpatría rechazó la reclamación por garantía de calidad y estabilidad de las obras.

El Grupo presentó réplica para la Aseguradora, la comunicación se radicó el viernes 4 de mayo de 2018. El 8 de junio de 2018 se recibió respuesta de AXA Colpatría indicando que la reclamación fue objetada, pero que, no obstante, una vez se pruebe la responsabilidad del asegurado y se pruebe el daño entraría a revisar la reclamación, al 31 de marzo de 2019, no presentó cambios adicionales.

La demanda fue presentada el 29 de mayo de 2020, ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá (Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá), en contra del Consorcio Impregilo-OHL (CIO) y Axa Colpatría Seguros S.A. Las pretensiones de la demanda suman \$99.201.254. Una vez presentada la demanda, el Centro de Arbitraje notificó a las partes el 2 de junio de 2020.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Actualmente el proceso se encuentra en la etapa que se denomina de integración del litigio. A su vez el Consorcio Impregilo-OHL, presentó demanda de Reconvención (Contrademanda), por valor de \$3.712.037.

El proceso arbitral ha continuado en los términos arriba señalados, estamos aún en etapa de integración del litigio. La contrademanda presentada por el Consorcio Impregilo-OHL, fue contestada el 4 de diciembre de 2020 por el Grupo, rechazando el cobro de los dineros allí señalados.

El 5 de febrero de 2021, el Grupo presentó reforma de la demanda arbitral siendo admitida por autos del 15 de febrero el 4 de marzo de 2021.

Actualmente el proceso se encuentra en términos para que las demandadas se pronuncien respecto de la reforma de la demanda presentada por el Grupo.

El 5 de febrero de 2021, el Grupo presentó reforma de la demanda arbitral la que fue admitida por auto del 15 de febrero de 2021 y del 4 de marzo de 2021 que confirmó el anterior.

Actualmente el proceso se encuentra en términos para que las demandadas se pronuncien respecto de la reforma de la demanda presentada por el Grupo.

Las convocadas Consorcio Impregilo OHL y Axa Colpatria Seguros, se pronunciaron dentro del término de ley sobre las reformas de la demanda de Emgesa, oponiéndose a las pretensiones y objetando el juramento estimatorio de perjuicios, Queda pendiente que nos corran trasladado de dichas defensas y de que el Tribunal convoque a la audiencia para señalar honorarios.

Previamente se había señalado la fecha del 19 de julio para la audiencia en la que se deben señalar honorarios, pro-trámites procesales, El Tribunal modificó dicha fecha, señalando finalmente el 29 de octubre de 2021 la audiencia para señalar honorarios.

El 7 de diciembre de 2021 se instala la audiencia de fijación de gastos y honorarios. Se nombraron árbitros en el proceso, por lo que se pone en conocimiento de las partes por el término de 5 días para que, si a bien lo tienen, formulen solicitud de relevo.

Se notifica el Auto No. 37, en el que se resuelve, entre otras cosas, establecer los gastos y honorarios del arbitramento que deberán pagar las partes, y fijar el 26 de enero de 2022 para realizar la primera audiencia de trámite.

En la audiencia del 26 de enero, el Tribunal previo a decretar las pruebas pedidas por las partes, impuso una serie de cargas que el Grupo debe cumplir en 10 días hábiles. El Grupo debe precisar la prelación e importancia de los testigos citados. La audiencia fue suspendida hasta el próximo 22 de febrero.

En audiencia del 22 de febrero de 2022, en el marco de la primera audiencia de trámite, se decretaron las pruebas pedidas por las partes, las cuales se empezarán a practicar y recaudar en mayo de 2022.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Provisión Programa Ambiental de Inversión 1%

De acuerdo con la Resolución 0899 del 15 de mayo de 2009, mediante la cual la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) otorgó licencia ambiental para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, el Grupo al 31 de diciembre de 2018 tenía registrado como parte del total provisionado por \$21.709.078 correspondientes al programa de inversión del 1% presentado dentro del marco de la licencia, por la utilización del recurso hídrico superficial de la fuente río Magdalena, de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la ley 99 de 1993 reglamentado por el Decreto 1900 del 12 de septiembre del 2006.

El 31 de agosto de 2016 se realizó y presentó al ANLA para su revisión y aprobación una liquidación parcial por \$9.702.000 con corte al 30 de septiembre de 2016, la cual será reliquidada una vez determine el costo final del proyecto de acuerdo con el parágrafo 2 del artículo 4 del Decreto 1900 de 2006. A 31 de marzo de 2019 no se había recibido pronunciamiento de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

El 25 de noviembre de 2019, se presentó para revisión y aprobación por parte de la ANLA, la liquidación del Plan de Inversión 1% a corte 30 de junio de 2019. Mediante comunicado No. 2020054654-2-000 del 8 de abril de 2020, la ANLA solicitó información adicional relacionada con el acogimiento al porcentaje incremental contemplado en el Art. 321 del Plan Nacional de Desarrollo.

En respuesta al requerimiento, se propuso a la ANLA que los recursos pendientes por ejecutar se distribuyeran en dos programas específicamente:

1. Adquisición de predios y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento, recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas.
2. Interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales.

De otra parte, el pasado 18 de diciembre de 2020 en audiencia de oralidad, la ANLA requirió puntualmente:

“Presentar las inversiones base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1% ejecutadas en el año 2019, incluyendo las actividades de la Resolución 938 del 16 de junio de 2018, mediante la cual se modificó la Resolución 899 del 19 de mayo de 2009, de conformidad con lo establecido en el artículo 321 de la Ley 1955 del 25 de mayo de 2019”.

Lo anterior, requiere que el Grupo conozca el valor de la liquidación del contrato CEQ-21, debido a que de esta cifra se obtendrán valores adicionales que deben ser reportados como base para la liquidación del Plan de inversión del 1%.

Por su parte, la Contraloría General de la República, en auditoría realizada, determinó 2 hallazgos administrativos sobre el Plan de Inversión 1%, indicando que existe *“incertidumbre en los montos a ejecutar para dar cumplimiento a la obligación de inversión forzosa de no menos del 1%”*. Así mismo determinó que *“no incorporar valores reales al plan de inversión y al cronograma de inversión de la presente obligación, con pronunciamientos de fondo por parte de*

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

la autoridad ambiental, provoca que las ejecuciones se extienden en el tiempo, postergando el bienestar percibido por las mismas”.

Dado lo anterior, el Grupo continua con la revisión del concepto técnico emitido por parte de la autoridad ambiental y del ente de control (ANLA), para emitir respuesta oficial sobre el monto base de liquidación y el estado de implementación de los proyectos ya aprobados por parte de la autoridad nacional.

El artículo 321 de la Ley 1955 del 25 de mayo del 2019 (Plan Nacional de Desarrollo), establece la oportunidad de acogerse a un incremento de la obligación de inversión del 1% de acuerdo con la fecha de expedición de la Licencia Ambiental, para las empresas que deben cumplirla y tienen presupuesto pendiente por invertir.

El Grupo consideró pertinente solicitar el acogimiento al Art. 321 /Ley 1955 de 2019 y el 25 de noviembre de 2019, radicó todos los documentos solicitados en dicho artículo para la liquidación e incremento del valor de la obligación del 1%. El 8 de marzo de 2021, la ANLA mediante Resolución 0462 aprobó la solicitud de acogimiento, e informó que el valor actualizado del Plan de Inversión del 1% de la Central El Quimbo es de \$15.989.664 de este valor, la ANLA aún no ha aprobado o descontado del presupuesto total, las inversiones que están en ejecución actualmente. En este sentido considera \$0 como valor ejecutado y clasifica como “en ejecución” el valor de \$2.859.000 correspondiente a los proyectos de compra de predios y construcción de PTARD que avanzan actualmente.

La diferencia entre el valor total actualizado del plan 1% y el valor en ejecución, es considerado por la ANLA como “valor por ejecutar” el cual asciende a \$13.130.664.

BALANCE DE INVERSIÓN FORZOSA DE NO MENOS DEL 1%	
Liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1% actualizada (Artículo 321)	\$ 15.989.664
Valor en ejecución de la inversión forzosa de no menos del 1%	(2.859.000)
Valor de la inversión forzosa de no menos del 1% por ejecutar Actualizado.	\$ 13.130.664

El pasado 24 de febrero de 2021, el Grupo radicó ante la ANLA la respuesta a los requerimientos reiterativos asociados a la inversión del 1%, establecidos mediante acta de oralidad 540 del 18 de diciembre de 2020. A la fecha no se tiene respuesta por parte de la autoridad ambiental.

Mediante Auto 01481 del 17 de marzo de 2021 la ANLA, ordena el inicio del procedimiento sancionatorio, por presuntos incumplimientos respecto al programa de adquisición de predios de la inversión del 1%. El Grupo por su parte presentara la cesación del procedimiento.

Con base en la actualización del valor liquidado del Plan de inversión del 1% el cual se incrementó en \$5.759.747, el Grupo procederá a realizar la respectiva concertación con la CAM para la distribución de los recursos adicionales en los 18 municipios o atender la directriz que determine dicha Autoridad.

A su vez, en este proceso con la CAM se deberá incluir el valor liquidado del 1% por concepto de las obras adicionales realizadas para la construcción del sistema de medición de filtraciones cuyo valor base es de \$23.866.318.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

De otra parte, teniendo en cuenta que el valor actual liquidado del Plan 1% sigue siendo parcial, el Grupo avanza en la gestión para certificar, de los valores pendientes de reportar a la Autoridad Ambiental.

El 16 de diciembre de 2021, la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena-CAM mediante comunicación con radicado 20211020279531, aprobó que el incremento del presupuesto del Plan 1% por el valor de \$5.998.410.444,51 así como el valor asignado inicialmente al municipio de La Argentina (\$296.320.678) se destine a la línea de inversión “Adquisición de predio y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento y recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas.”

Adicionalmente, la CAM solicitó el cumplimiento de los siguientes requisitos de los predios que se adquieran a través de la línea de inversión mencionada anteriormente:

1. Que sean predios de más de 50 hectáreas.
2. Que los predios se encuentren al interior de las zonas de conservación en más del 50% de su área total.
3. Que la adquisición de los predios se haga dando cumplimiento a cada una de las líneas de inversión descritas en el Artículo Segundo de la Resolución 00462 de 2021.

De otra parte, la ANLA, con relación a los compromisos adquiridos en la mesa técnico-jurídica llevada a cabo el 07 de mayo de 2021, mediante Resolución 2398 de 2021, confirmó que Emgesa debe adelantar la gestión pertinente ante el IGAC para sanear los predios con relación a la concordancia de las áreas en la oficina de Registro (certificado de libertad y tradición) y Catastro (IGAC).

Con relación al programa de Formación de Promotores Ambientales, la ANLA determinó lo siguiente:

Para este programa, la Sociedad en el ICA No. 24, menciona que:

“En la mesa técnico-jurídica celebrada el pasado 07 de mayo de 2021 entre la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM la ANLA y Emgesa, la ANLA se comprometió a definir cuales insumos de los costos requeridos para la ejecución del programa se podrán imputar al Plan de Inversión 1%. A la fecha, Emgesa no ha recibido respuesta.

Respecto a los costos elegibles y no elegibles en la Línea de Formación de promotores ambientales, se tiene que son elegibles los costos directos debidamente soportados técnica y financieramente mediante: (Contrato, convenio, factura, comprobante de egreso, o documento equivalente); siempre y cuando estos contribuyan a la Preservación, conservación y vigilancia de la cuenca afectada de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993.

Respecto a los costos Indirectos tales como (Transporte de los participantes, Refrigerios, Kits de identificación, carnets y soportes de finalización del proceso diplomas) estos serán elegibles con cargo a la obligación de la Inversión Forzosa de no menos del 1%, con la justificación respectiva

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

que acredite la necesidad de los mismos en desarrollo del contrato celebrado, igualmente deberán ser soportados técnica y financieramente.

En concordancia con lo anterior, A través de memorando interno 2021196452-3-000 del 13 de septiembre de 2021, la Oficina Asesora Jurídica – OAJ de la Autoridad Nacional, emitió pronunciamiento frente a la consulta sobre compensación del componente biótico y de inversión forzosa de no menos del 1%, realizada por la Cámara Colombiana de Infraestructura (CCI), la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones de Colombia (ANDESCO), la Asociación Colombiana de Petróleos (ACP) y la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN).”

Con base en lo anterior, el Grupo informará a la CAM que continuará con la actividad de compra de predios conforme a los lineamientos establecidos tanto por la ANLA como por la CAM; sin embargo, resaltamos las dificultades de tiempo que traerá para la ejecución del plan del 1% la gestión que se realizará ante el IGAC con respecto a la concordancia que debe existir entre las áreas de los predios de los títulos de propiedad, el certificado de libertad y tradición (Registro) y Catastro.

Por otra parte, y teniendo en cuenta las precisiones que manifiesta la ANLA con relación al Programa de Promotoría Ambiental, se procederá a evaluar la información suministrada para la ejecución de dicho programa.

- (2) Al 31 de marzo de 2022, se constituyó provisión derivada de las obligaciones ambientales asociadas a la construcción de plantas de tratamiento residuales, plan de reducción de olores ofensivos y plan de manejo ambiental para la operación del embalse muña, con el fin de mitigar los impactos ambientales generados para el municipio de Sibaté y a su costa. El Grupo plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2038, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 9.93% EA.
- (3) Corresponde principalmente a la fusión con Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. por concepto de provisiones ambientales para la construcción y operación del proyecto Parque Solar El Paso en el departamento del Cesar, expedida bajo la Resolución No 0136-14-03-2017 otorgada por la Corporación Autónoma Regional Del Cesar - Corpocesar cobijando la etapa preoperativa, constructiva, operativa y post-operativa; las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, vía variante, obras hidráulicas entre otras.

Al 31 de marzo de 2022, el valor registrado por la provisión ambiental del parque solar El Paso incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 9,99% EA, con un plazo de ejecución estimado de 30 años el cual corresponde a la duración de la licencia. Los conceptos incluidos son: Cumplimiento ambiental (PMA), plan de gestión del riesgo, enriquecimiento vegetal de 63 hectáreas con epífitas y seguimiento (3) años. Res. 0086 de 2018) y plan de Compensación del Parque Solar El Paso (6 años (1 implementando 5 mantenimiento)) (res. 136-2017, PMA - BC-1, BSM-4).

- (4) Al 31 de marzo de 2022, el valor reconocido como provisión por plan de compensación impuesto por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), corresponde a la obligación ambiental establecida a cargo del Grupo en la Resolución 2984 del 9 de octubre de 2017,

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

ejecutoriada el 10 de abril de 2018. La obligación consiste en la elaboración y ejecución de un Plan de Compensaciones asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación.

El 13 de julio de 2020, el Grupo fue notificado a través de correo electrónico, de la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca “Por la cual se establece un Plan de Compensación Ambiental y se toman otras determinaciones”. Esta resolución impone un Plan de Compensación por un valor de \$96.680.772.

El 28 de julio de 2020 el Grupo interpuso recurso de reposición a la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020 expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca. Posteriormente mediante la Resolución DGEN N° 20217000244 de 16 de junio de 2021, la cual resuelve el recurso y queda en firme la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, se toma la decisión bajo la estrategia jurídica y legal presentar demanda de nulidad y restablecimiento del derecho la cuál fue radicada ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca el 25 de noviembre de 2021.

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta que el Grupo demandó la resolución CAR No. 20207100872 de 2020, buscando que la misma sea anulada, hasta tanto no se tenga un pronunciamiento definitivo dentro del proceso judicial, el Grupo debe dar cumplimiento a lo establecido en el mencionado acto administrativo, esto es, desarrollar las acciones contempladas en los programas definidos por la CAR por un valor aproximado de \$96.000.000 cuya ejecución debe ir distribuida en el tiempo de la concesión, hasta el año 2038.”.

- (5) Al 31 de marzo de 2022, el valor de las pretensiones en las reclamaciones del Grupo por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$33.738.247.966 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$27.526.353 (incluye actualización financiera) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. La Administración estima que los resultados de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada serán favorables para los intereses del Grupo y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera del Grupo.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones no es posible determinar un calendario razonable con fechas de pago.

- (6) La variación corresponde principalmente a la fusión con Codensa S.A. E.S.P., Bogotá ZE S.A.S., Enel Solar SRL, Progreso Solar S.A. y Jaguito Solar S.A.

Teniendo en cuenta que 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 No. 222 del 15 de diciembre de 2011, modificado por la resolución 1741 de 2016, el Grupo reconoció la provisión de disposición de transformadores contaminados con PCB (bifenilos policlorados) a partir del 2012 y posteriormente ha realizado las actualizaciones de la obligación teniendo en cuenta los cambios en las variables financieras y supuestos principales.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Exportación de transformadores contaminados

El 11 de noviembre de 2014, se firmó el contrato con LITO S.A.S. que tenía como objeto realizar el proceso de disposición de los transformadores contaminados con PCBs, previa autorización del permiso de tránsito fronterizo por parte de la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales). Sin embargo, en 2015 la naviera MAERSK se encontró limitada durante el período de autorización a realizar el transporte acordado, teniendo en cuenta la existencia del período de restricciones de transporte exclusivo de alimentos con destino a Europa.

Con el fin de generar eficiencias en costos y en la exportación de los transformadores contaminados el Grupo implementó la tecnología de lavado por ultrasonido para el tratamiento de equipos contaminados con PCBs, la cual fue avalada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible a gran escala como resultado del proyecto piloto adelantado por el Grupo junto con su empresa colaboradora LITO S.A.S. En ese orden, en agosto de 2016 se suscribió el otrosí No. 1 al contrato, mediante el cual se incluyó la actividad de manipulación, embalaje, cargue, transporte, tratamiento y disposición final de equipos eléctricos contaminados con PCBs sin aceite mediante la técnica de lavado con ultrasonido.

El 9 de septiembre de 2016 la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA – expidió el permiso para el movimiento transfronterizo de desechos, razón por la cual durante el último trimestre se realizó la descontaminación de 164 equipos contaminados con PCBs con un peso equivalente a 65 toneladas a través de la nueva tecnología representando un ahorro en el 31% del costo en comparación con la alternativa de exportación tradicional. Así mismo, se realizó la exportación de 23 toneladas mediante la exportación tradicional que por sus características no son susceptibles de ser lavados. El costo de exportación y lavado durante el 2016 ascendió a \$461.067.

Durante el 2017, el Grupo realizó el lavado de carcasas de 4,7 toneladas equivalente a un costo de \$17.256, sin embargo, no se realizó exportación en este periodo teniendo en cuenta que el contrato mencionado terminó su vigencia. En diciembre se realizó la adjudicación a LITO S.A.S. del nuevo contrato para la prestación del servicio de “Manipulación, embalaje, cargue, transporte, tratamiento y disposición final de residuos contaminados con PCBs, por \$531.220 y una duración prevista de 3 años. De acuerdo con lo mencionado en el párrafo anterior, el Grupo desplazó las actividades de exportación previstas en el 2017 a los siguientes periodos.

Durante el 2018, el Grupo realizó el lavado de carcasas por 21,92 toneladas con un costo de \$102.257 y se exportaron 9,66 toneladas por \$85.997, estas actividades se realizaron con el contrato LITO S.A.S.

Durante el 2019, el Grupo realizó el lavado de carcasas por 32,81 toneladas con un costo de \$124.975, estas actividades se realizaron con el contrato LITO S.A.S.

Durante el 2020 se realizó la descontaminación de 26,09 toneladas a través de la técnica de ultrasonido implementada por la Empresa LITO S.A.S, con un costo de \$ 127.301.

Durante el 2021, el Grupo realizó el lavado de 20.04 toneladas de carcasas metálicas a través de la técnica de lavado por ultrasonido implementada por la Empresa LITO S.A.S, con un costo de \$118.088 y se realizó el proceso de declorinación a 8.799 Kg de aceite por \$78.570.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Marcación y muestreo de inventarios

El 21 de diciembre de 2015 se firmó el contrato 5600014180 con la Empresa Colombia Multiservicios S.A. (*en adelante CAM*) con una duración de 3 años y cuyo objetivo es realizar la toma, manipulación, análisis y almacenamiento de las muestras y marcación de equipos en general. El 2 de febrero de 2016 se iniciaron las actividades de marcación y muestreo de equipos en media tensión.

A principios del 2016 se realizó la actualización de los baremos reales posterior a la adjudicación de este contrato generando un impacto aproximado de \$4.419 millones de pesos.

El 26 de abril de 2016 la Empresa de Energía de Bogotá firmó el contrato 5600014342 con una duración de 3 años que tiene como objeto el inventario de la zona de Cundinamarca, el 5 de septiembre de 2016 se dió inicio a las actividades de marcación y muestreo de equipos en media tensión de la zona en mención.

El 2 de noviembre de 2017, el Grupo y CAM suscribieron un contrato de transacción para cada uno de los contratos en mención que tenían como objetivo (i) realizar la terminación anticipada con fecha de finalización 31 de julio de 2017. (ii) reconocer los sobrecostos asumidos por CAM con relación a desplazamiento de las cuadrillas, disponibilidad de las cuadrillas para prestar el servicio, equipos entre otros conceptos. El importe de los contratos de transacción asciende a \$658.123 y \$282.463 sobre los contratos que firmó la Codensa y EEC, respectivamente.

En el 2018 se firmó el contrato 8400124632 con la compañía Ingeléctrica S.A cuyo objetivo es servicios de marcación y toma de muestra de fluido aislante en equipos con contenido de aceite, manipulación de muestra y análisis de muestra para determinación de bifenilos policlorados (PCB) con duración de 1 año. El 27 de julio de 2018 se iniciaron las actividades de marcación y muestreo de equipos en media tensión por \$101.593.

Durante el 2019 se ejecutaron actividades asociadas con el muestreo y marcación con la Compañía Ingeléctrica S.A por \$4.298.636.

Durante el 2020 se firma Otrosí en el cual se amplía el contrato hasta el 27 de septiembre de 2021 y se activa el importe de tolerancia, las erogaciones asociadas con el muestreo y marcación con la Compañía Ingeléctrica S.A. por \$7.130.959.

En el 2021, se firmó un nuevo contrato con la empresa CAM para la ejecución de actividades de levantamiento, marcación y muestreo de equipos con contenido de aceite. En julio de 2021 inició labores en terreno y se adelantaron actividades de identificación por \$748.387.

Al 31 de marzo de 2022 el saldo de la provisión es de \$20.230.475, el Grupo actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 9,69% E.A. la tasa de descuento más adecuada, se consideran las tasas de interés de los bonos del Gobierno (TES) que tienen plazos de vencimiento similares a los de la obligación. En marzo de 2022 se ejecutaron actividades de marcación y muestreo por \$390.565.

- (7) La variación corresponde principalmente a la fusión de Codensa S.A. E.S.P. y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

A partir del 1 de enero de 2020 el Grupo aplica la CINIIF 23, "Incertidumbres sobre el tratamiento de los impuestos sobre las ganancias", la cual se tiene en cuenta para la determinación tanto del Impuesto a la Renta corriente como para el Impuesto a la Renta diferido. Esta interpretación define el "tratamiento impositivo incierto" como la posición adoptada por una entidad sobre la determinación del Impuesto a la Renta, respecto de la cual es probable que la Administración Tributaria no acepte dicha posición, sea que haya sido validada o no en el pasado por la referida Administración.

En aplicación de esta interpretación el Grupo ha venido adelantando la revisión de los contratos celebrados con entidades del exterior y el cumplimiento de requisitos que se deben tener en consideración.

- (8) Corresponde a los valores comprometidos por el Grupo en el marco del Convenio de Administración, Operación y Mantenimiento del Embalse de Tominé suscrito con el Grupo de Energía de Bogotá en el 2013, con una duración de 10 años.
- (9) En el año 2020 el Grupo reconoció la provisión Fondo de Transición la cual tiene como objeto la eficiencia de plantilla de personal en línea con el plan de inversión en digitalización y automatización del Grupo Enel a nivel mundial en las diferentes áreas y líneas de negocio del Grupo. Lo anterior, supone identificar eficiencias para hacer recambio de perfiles y contar con los recursos económicos necesarios como parte de la estrategia mencionada, que apalanque el logro de los objetivos definidos por el Grupo.

Al 31 de marzo de 2022 la provisión fue actualizada de acuerdo con el cambio de los flujos entre los años 2022 hasta el 2027.

- (10) Corresponde a provisión de aportes al fondo de electrificación rural, principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A., sobre el cual las plantas de generación en Panamá deben realizar aporte anual del 1% de su utilidad neta antes de impuesto de renta conforme a la Ley No.58 de 2011 y modificada por la Ley No.67 de 2016.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero de 2022 y el 31 de marzo de 2022 es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión Incertidumbre Fiscal	Provisiones Ambientales	Provisión Fondo de Transición	Otros	Total
Saldo final al 31-12-2021	\$ 10.995.153	\$ 958.961	\$ 7.520.768	\$ 291.705.156	\$ 6.649.942	\$ 10.628.427	\$ 328.458.407
Saldos Iniciales Fusión	17.369.210	35.803.457	11.603.411	17.070.394	28.318.803	18.716.105	128.881.380
Incremento (Decremento)	(201.725)	1.616.397	453.019	(5.643.237)	-	425.961	(3.349.585)
Provisión utilizada	(61.347)	(390.564)	-	(4.339.793)	50.414	-	(4.741.290)
Actualización efecto financiero	(574.938)	(268.789)	-	2.094.129	(1.438.881)	-	(188.479)
Otro decremento	-	-	-	-	(5.238.168)	-	(5.238.168)
Total movimientos en provisiones	16.531.200	36.760.501	12.056.430	9.181.493	21.692.168	19.142.066	115.363.858
Saldo final al 31-03-2022	\$ 27.526.353	\$ 37.719.462	\$ 19.577.198	\$300.886.649	\$ 28.342.110	\$ 29.770.493	\$443.822.265

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

19. Pasivos por impuestos corrientes

Pasivos por impuesto sobre la renta

	<u>Al 31 de marzo de 2022</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2021</u>
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 379.187.110	\$ 738.050.937
Impuesto por pagar año anterior	212.190.310	733.589
Pasivos por impuestos corrientes CAM (2)	29.854.913	0
Otros impuestos por pagar	1.043.073	0
Saldo a favor renta 2021 de EGP	-5.244.849	0
Descuentos tributarios y retención en la fuente	-17.426.240	-15.549.543
Autorretenciones otros conceptos	-56.276.937	-72.740.661
Autorretenciones de retención en la fuente	-66.725.767	-114.641.610
Anticipo de renta año	0	-259.202.691
Total pasivos por impuestos corrientes	<u>\$ 476.601.613</u>	<u>\$ 276.650.021</u>

(1) Al 31 de marzo de 2022, el pasivo por impuesto de renta corriente está compuesto por:

	<u>Al 31 de marzo de 2022</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2021</u>
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período	\$ 357.153.315	\$ 737.404.690
Descuento tributario Impuesto de Industria y Comercio	13.197.834	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	8.625.803	646.247
Descuento tributario por donación	210.158	-
	<u>\$ 379.187.110</u>	<u>\$ 738.050.937</u>

A marzo 2022 se presenta un impuesto de renta corriente por \$380.230.183, el cual se tendrá en cuenta en la presentación de renta el año 2023.

Se tienen declaraciones de renta desde los años gravables 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 que se encuentran abiertas para revisión por parte de las autoridades tributarias. Sin embargo, en opinión de la gerencia en el evento en que ocurra un proceso de fiscalización con las autoridades tributarias, no se esperan diferencias significativas.

La provisión para impuesto sobre la renta en Colombia se calcula a la tasa vigente. Para el año gravable 2022 la tarifa es del 35%, por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

(2) Con motivo de la fusión dada el 1 de marzo del año 2022, se incluyen los países Guatemala, Panamá y Costa Rica (CAM- Centro América) reflejando un pasivo por impuesto corriente así:

	<u>Al 31 de marzo de 2022</u>
Total sociedades Panamá	\$ 28.916.946
Total sociedades Guatemala	517.278
Total sociedades Costa Rica	420.689
Total pasivo por impuesto corriente neto	<u>\$ 29.854.913</u>

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Precios de transferencia

- **Colombia**

Los contribuyentes del impuesto de renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior, están obligados a determinar, para efectos del impuesto sobre la renta, sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad que se hubieran utilizado en operaciones comparables con entidades independientes.

Las transacciones realizadas durante el 2021 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentará en 2022 la documentación comprobatoria e informativa por el año 2021 en los términos establecidos por el Gobierno Nacional. Para el año gravable 2022, las transacciones que se han generado con vinculados también han sido validadas por los asesores de precios.

- **Panamá**

La Ley 33 de 30 de junio de 2010, modificada por la Ley 52 de 28 de agosto de 2012, adicionó el Capítulo IX al Título I del Libro Cuarto del Código Fiscal, denominado Normas de Adecuación a los Tratados o Convenios para evitar la Doble Tributación Internacional, estableciendo el régimen de precios de transferencia aplicable a los contribuyentes que realicen operaciones con partes relacionadas residentes en el extranjero. Estos contribuyentes deben determinar sus ingresos, costos y deducciones para fines fiscales en sus declaraciones de rentas, con base en el precio o monto que habrían acordado partes independientes bajo circunstancias similares en condiciones de libre competencia, utilizando los métodos establecidos en la referida Ley 33. Esta ley establece la obligación de presentar una declaración informativa de operaciones con partes relacionadas (Informe 930) dentro de los seis meses siguientes al cierre del ejercicio fiscal correspondiente, así como de contar, al momento de la presentación del informe, con un estudio de precios de transferencia que soporte lo declarado mediante el informe 930. Este estudio deberá ser entregado a requerimiento de la Dirección General de Ingresos, dentro de un plazo de 45 días contados a partir de la notificación del requerimiento. La no presentación de la declaración informativa dará lugar a la aplicación de una multa equivalente al uno por ciento (1%) del valor total de las operaciones llevadas a cabo con partes relacionadas. La Compañía al 31 de diciembre de 2021 se encuentra en cumplimiento con este requerimiento.

- **Guatemala**

En 2012, Guatemala adhiere por primera vez las Normas Especiales de Valorización entre Partes Relacionadas en el Capítulo VI, del Título II, de la Ley de Actualización Tributaria, publicadas en el Decreto 10-2012, mismo en el que se especifica la información de cumplimiento en materia de Precios de Transferencia por parte del contribuyente, siendo compuesta por los principios generales de información y documentación, métodos de aplicación y normas de valoración.

Es importante mencionar que aún y cuando Guatemala no es miembro de la OCDE, la Autoridad Tributaria Guatemalteca acepta en términos generales las Directrices de la OCDE de precios de transferencia como referencia técnica especializada, pero no como una fuente suplementaria de interpretación de la ley.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) **Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados** (En miles de pesos)

El decreto 10-2012 incluye normas de precios de transferencia, que establece que las operaciones entre entidades guatemaltecas con partes relacionadas en el exterior deben ser ejecutadas bajo el principio de libre competencia.

La Ley establece en el Artículo 65, numeral 1, la obligación del contribuyente de tener, al momento de presentar la Declaración Jurada del ISR, la información y el análisis suficiente para demostrar y justificar la correcta determinación de los precios entre partes relacionadas (estudio de precios de transferencia).

Esta documentación es necesaria para el llenado del Anexo sobre Operaciones con Partes Relacionadas, el cual se presentó en conjunto con la Declaración Jurada Anual del ISR el 31 de marzo del 2022.

- **Costa Rica**

De acuerdo con la legislación costarricense de precios de transferencia, de conformidad con lo establecido en la directriz interpretativa 20-03, la Ley N° 7092 - Ley del Impuesto sobre la Renta y el Decreto N.º 41818-H. Así mismo los requerimientos de la Resolución DGT-R-49-2019, la cual establece los lineamientos para documentar la información del contribuyente local, la empresa debe preparar un estudio de precios de transferencia de las transacciones efectuadas con partes vinculadas residentes en Costa Rica y en el extranjero durante el año 2021.

Se consideran las Directrices de la OCDE publicadas por la OCDE en 1995, desde entonces han sido revisadas y actualizadas periódicamente, siendo la edición publicada en 2017 su más reciente actualización. El principio de libre competencia mencionado en las Directrices de la OCDE requiere que los resultados de una transacción Intercompañía sean similares a los montos que hubiesen pactado entidades independientes bajo circunstancias similares o comparables.

En el marco del estudio se desarrolla un análisis de comparabilidad para identificar y caracterizar las operaciones Intercompañía que atañen a este estudio y las entidades involucradas en dichas transacciones. Con base en el análisis funcional, se identifican las funciones desempeñadas, los activos empleados y los riesgos asumidos por la empresa en relación con las transacciones Intercompañía bajo revisión. Posteriormente, se identifica el mejor método para documentar las transacciones Intercompañía y por último se determina el rango de valor de mercado para las operaciones vinculadas analizadas.

Contrato de estabilidad jurídica

A continuación, se describen los principales aspectos del contrato de estabilidad jurídica celebrado entre la Nación (Ministerio de Minas y Energía) y la Compañía Enel Colombia S.A. E.S.P, perfeccionada el 20 de diciembre de 2010:

Objeto: La Compañía Enel Colombia S.A E.SP. se compromete a construir la hidroeléctrica “El Quimbo”.

Monto de inversión y Plazos: Las inversiones de la Compañía Enel Colombia S.A E.S.P. relacionadas con el proyecto El Quimbo comprometidas fueron de \$1.922.578.000. En el primer semestre del 2014 se aprobó un incremento en el presupuesto de \$583.184.000, el cual junto con el gasto financiero en el que se ha incurrido y se proyecta incurrir para la financiación del proyecto \$450.712.000, representa un mayor valor de la inversión. De conformidad con lo estipulado en el parágrafo 2 de la cláusula 2

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

de contrato de estabilidad jurídica, el mayor valor de la inversión implicó pagar, en diciembre 2014, la suma de \$6.299.000, por concepto de ajuste de la prima establecida en el contrato de estabilidad jurídica. En marzo de 2016, se procedió con el pago de un segundo ajuste por \$4.657.000, con ocasión del aumento en el monto de la inversión. A la fecha se está solicitando al Ministerio como se procedería para la liquidación y pago de la prima, con base en la última aprobación de un capex adicional para finalización de las obras de El Quimbo.

Normas claves objeto de Estabilidad Jurídica (con favorabilidad):

- a. Tarifa de renta (33%), exclusión del cálculo de renta presuntiva y deducciones especiales por inversiones en desarrollo científico y por inversiones en medio ambiente, entre otras.
- b. Permite asegurar la estabilidad de la deducción especial por inversión en activos fijos reales productivos (30%), la cual se desmontó partir del 1 de enero de 2011.

Obligaciones de las Partes

a. Obligaciones de la Compañía Enel Colombia S.A. E.S.P.:

- Cumplir con el monto de la inversión planeada para la construcción y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.
- Pagar la prima de estabilidad jurídica por \$ 9.617.000 (consignada el 23 de diciembre de 2010) y ajustarla en el evento en que se realicen aumentos en el monto de la inversión, tal y como se hizo según explicación previa. En diciembre de 2014, la Compañía Enel Colombia S.A E.S.P. pagó \$6.299.000 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión aprobada. En marzo de 2016, la Compañía Enel Colombia S.A E.S. P pagó \$4.657.000 por concepto de un segundo ajuste de la prima por la mayor inversión realizada.

En el 2017 se realizó una mayor inversión a la establecida en el contrato, razón por la cual actualmente se está estableciendo el monto exacto de incremento en dicha inversión con el fin de proceder a la solicitud de aprobación de reliquidación y pago de la prima ante el Comité de Estabilidad Jurídica.

- Pagar tributos oportunamente.
- Contratar una auditoría independiente encargada de revisar y certificar el cumplimiento de los compromisos adquiridos en el contrato, para este propósito la Compañía Enel Colombia S.A. E.S. P contratará a un tercero especialista para la revisión de compromisos adquiridos.

b. Obligaciones de la Nación:

- Garantizar por 20 años la estabilidad de las normas incluidas en el contrato (con favorabilidad) para el proyecto El Quimbo.

La auditoría del contrato de estabilidad jurídica del 2021 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el 31 de marzo de 2022.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

20. Otros pasivos no financieros

	<u>Al 31 de marzo de 2022</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2021</u>
Anticipos por venta de energía (1)	\$ 160.967.910	\$ 108.922.202
Impuestos distintos a la Renta (2)	84.901.167	32.716.290
Ingresos diferidos	9.286.757	3.818.047
Anticipos de clientes por uso de redes	4.199.168	-
Total	\$ 259.355.002	\$ 145.456.539

(1) La variación del período corresponde a un incremento del anticipo de compras de energía por \$38.080.776, principalmente con Caribe Mar De La Costa S.A.S E.S.P., Air-E S.A.S E.S.P., Americana de Energía SAS y Ruitoque SA ESP. Y por efecto de la fusión por parte de la línea de distribución son \$13.964.932.

(2) Al 31 de marzo de 2022, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	<u>Al 31 de marzo de 2022</u>	<u>Al 31 de diciembre del 2021</u>
Provisión para pago de impuestos (*)	\$ 17.377.804	\$ 10.021.073
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (*)	67.523.363	22.695.217
	\$ 84.901.167	\$ 32.716.290

(*) La variación del período corresponde al efecto de la fusión de las compañías, siendo la nueva línea de distribución en ENEL la que generó un aumento en el pasivo por impuestos de \$56.955.098; al comparar la línea Generación, Enel X y SPCC se presentó una disminución de (\$6.283.998), relacionados con el valor de menor de impuestos corrientes, en retenciones y autorretenciones practicadas por (\$6.095.788) y por Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines de (\$188.210).

Centroamérica

Obedece a la inclusión de impuestos por pagar de CAM por \$1.513.777 COP, correspondiente a retenciones a proveedores por compras y servicios dadas por la operación.

21. Provisiones por beneficios a los empleados

	<u>Al 31 de marzo de 2022</u>		<u>Al 31 de diciembre de 2021</u>	
	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>	<u>No corriente</u>
Prestaciones sociales y aportes de ley (1)	77.284.146	4.818.232	31.313.314	2.618.132
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (2)	31.728.952	313.976.139	6.749.434	73.618.005
Beneficios por planes de retiro	4.738.036	-	1.135.453	-
Otras obligaciones	2.201.932	-	629.406	-
	\$ 115.953.066	\$ 318.794.371	\$ 39.827.607	\$ 76.236.137

(1) Al 31 de marzo de 2022 corresponde principalmente a bonificaciones \$34.565.037, vacaciones y prima de vacaciones \$15.407.228 así mismo, el Grupo hace aportes periódicos de ley para cesantías y seguridad social integral: salud, riesgos profesionales y pensiones, a los respectivos fondos privados y a Colpensiones que asumen estas obligaciones en su totalidad.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

- (2) Al 31 de marzo de 2022 el incremento corresponde principalmente al pasivo actuarial de Codensa S.A E.S.P., que se trasladó en el proceso de fusión el 01 de marzo de 2022. (ver nota 1.3).

Enel Colombia S.A E.S.P., otorga diferentes planes de beneficios definidos; obligaciones post-empleo y beneficios de largo plazo a sus trabajadores activos o jubilados; de acuerdo con el cumplimiento de requisitos previamente definidos, los cuales se refieren a:

Pensiones de jubilación.

Enel Colombia S.A E.S.P., posee un plan de pensión de beneficios definidos sobre el cual no presenta activos específicos, excepto por los recursos propios originados en el desarrollo de su actividad operacional. Los planes de pensiones de beneficios establecen el monto de beneficio por pensión que recibirá un empleado a su retiro, el que usualmente depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido respecto de los planes de pensiones de beneficios definidos es el valor presente de la obligación del beneficio definido a la fecha del estado de situación financiera, junto con los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas. La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados usando las tasas de interés calculada a partir de la curva de rendimiento de los Títulos de Deuda Pública del Gobierno de Colombia (TES) denominados en unidades de valor real (UVR) que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por pensiones hasta su vencimiento.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en las hipótesis actuariales se cargan o abonan al patrimonio neto en el otro resultado integral, en el período en el que surgen.

Al 31 de marzo de 2022, la base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a 1.454 pensionados con una edad promedio de 68 años.

Otras obligaciones post-empleo

Beneficios a pensionados

Enel Colombia S.A E.S.P., otorga los siguientes auxilios a sus empleados retirados por pensión: (i) Auxilio educativo, (ii) Auxilio de energía, y (iii) Auxilio de salud de acuerdo con lo establecido en la convención colectiva de trabajo.

El derecho a los beneficios mencionados generalmente se da al empleado independiente de que haya trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente por actuarios independientes calificados.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

Cesantías retroactivas

Las cesantías retroactivas, consideradas como beneficios post-empleo, se liquidan a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen. Esta prestación social se liquida por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado y se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan al otro resultado integral.

A la fecha la base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de esta obligación corresponde a 139 empleados con una edad y antigüedad promedio de 56 y 28.6 años, respectivamente.

Beneficios de largo plazo

Enel Colombia S.A. E.S.P. reconoce a sus empleados activos, beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios, el cual consiste en realizar un pago por cada 5 años de servicio ininterrumpidos a trabajadores cuya fecha de contratación fue realizada antes del 21 de septiembre de 2005 y aquellos trabajadores que se encontraban laborando en la EEC y se devenga a partir del segundo año, de acuerdo con lo definido en la convención colectiva de trabajo.

Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan por actuarios independientes calificados.

A la fecha la base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a 212 empleados con una edad y antigüedad promedio de 53.8 y 26 años, respectivamente.

Al 31 de marzo de 2022 se actualizaron hipótesis actuariales financieras por la firma AON Hewitt México, utilizando el siguiente conjunto de hipótesis:

Hipótesis financieras:

<u>Tipo de tasa</u>	<u>Al 31 de marzo de 2022</u>
Tasa de descuento	7,29%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	4,95%
Tasa de incremento a las pensiones	3,90%
Inflación estimada	3,90%
Inflación servicio médico	8,00%

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de marzo de 2022 es el siguiente:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

	Personal jubilado		Personal activo		Otros Plan de retiro	Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios		
Saldo inicial 01 de enero de 2022	\$60.866.104	\$ 7.922.245	\$ 5.866.432	\$ 3.861.634	\$ 1.851.024	\$ 80.367.439
Costo del servicio corriente	-	-	62.055	48.910	13.941	124.906
Costo financiero	2.144.900	466.809	116.828	87.552	98.515	2.914.604
Contribuciones Pagadas	(2.503.012)	(504.625)	(249.080)	(581.732)	(1.154.861)	(4.993.310)
Adquisiciones	-	-	-	-	5.238.167	5.238.167
Ganancias actuariales cambios suposiciones financieras	(9.006.450)	(2.101.076)	(185.757)	(92.702)	(37.475)	(11.423.460)
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo Fusión -Codensa S.A. E.S. P.	201.956.444	60.136.909	3.196.908	5.112.382	3.074.102	273.476.745
Saldo final al 31 de marzo de 2022	\$ 253.457.986	\$65.920.262	\$ 8.807.386	\$ 8.436.044	\$ 9.083.413	\$ 345.705.091

Convención colectiva de trabajo

- **Colombia**

Convención Colectiva – SINTRAELECOL

La Convención Colectiva suscrita con SINTRAELECOL-EMGESA finalizó su vigencia el 30 de junio de 2018, sin embargo, el sindicato no realizó la denuncia y presentación del pliego de peticiones respectivo por lo que el texto convencional se prorrogó de manera automática y por disposición de Ley, por períodos sucesivos de seis (6) meses. No obstante, lo anterior entre la Compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. y el Sindicato, decidieron pactar de común acuerdo el pasado 31 de diciembre de 2021, el ajuste a ciertos beneficios de la Convención Colectiva de Trabajo, tales como:

1. Aumento de salario básico mensual para el año 2022 (IPC+1.5%) desde enero de 2022.
2. Ajuste del IPC a beneficios económicos del cuerpo normativo a partir de febrero de 2022.
3. Se modifica el auxilio por reconocimiento de la pensión legal de vejez (auxilio de marcha), el cual se incrementará de manera permanente para los trabajadores convencionados, vinculados antes del 1 de enero de 2004, a VEINTICINCO (25) salarios mínimos legales mensuales vigentes.
4. La empresa reconocerá por (1) una sola vez a todos los trabajadores con salario ordinario, afiliados al 15 de diciembre de 2021 a la organización sindical SINTRAELECOL, un bono no salarial por valor de tres millones de pesos.

Tales obligaciones convencionales fueron cerradas mediante acta extraconvencional realizada el (día mes año), favoreciendo así a la totalidad de trabajadores beneficiarios de la Convención Colectiva de Trabajo a partir del 1 de enero de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2022.

En lo que respecta a SINTRAELECOL- CODENSA, el día 12 de noviembre de 2019 se firmó entre la organización sindical Sintraelecol y la Compañía Enel Colombia S.A. E.S.P., una nueva Convención Colectiva de Trabajo la cual tendrá vigencia hasta el día 31 de diciembre de 2022 y con ella se cerró el conflicto colectivo existente entre las partes. Con esta convención se unifican los textos

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados (En miles de pesos)

convencionales de la Compañía Enel Colombia S.A. E.S.P siendo aplicable a todos los empleados y al personal proveniente de la extinta Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC).

Los acuerdos convencionales mencionados tienen vigencia hasta diciembre de 2022, fecha en la cual se realizará una nueva negociación colectiva, con el objetivo de consolidar los dos textos convencionales para la nueva sociedad Enel Colombia S.A E.S.P.

Convención Colectiva - ASIEB 2016-2019

El 1 de junio de 2016 se firmó Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB -EMGESA. Esta Convención Colectiva aplica a todos los ingenieros trabajadores de la Empresa afiliados a la Asociación Sindical de Ingenieros al Servicio de las Empresas de Energía – ASIEB que no se beneficien de otro convenio colectivo. La vigencia de la Convención fue establecida del 1 de junio de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019. El sindicato presentó la denuncia dentro del término de ley y el pliego de peticiones el día 30 de diciembre de 2019, razón por la cual se inició la etapa de arreglo directo el 19 de febrero de 2020.

No obstante, una vez adelantadas las reuniones de negociación según el cronograma acordado, el pasado 16 de septiembre de 2020 las partes dieron por finalizada la etapa de arreglo directo en tanto los intereses y necesidades de cada una son diferentes y como tal sus posiciones se encuentran alejadas, por lo que se solicitó la convocatoria del respectivo Tribunal de Arbitramento ante el Ministerio del Trabajo, órgano que deberá definir el conflicto colectivo con esta organización sindical.

A la fecha ya se instaló el tribunal de arbitramento y se encuentra sesionando y nos encontramos a la espera de la expedición del correspondiente laudo arbitral, que dará por finalizado el proceso de negociación colectiva.

En lo que respecta a ASIEB-CODENSA, presentado el pliego de petición por parte de ASIEB a la Compañía Enel Colombia S.A E.S.P el día 30 de diciembre de 2019, se dio inicio conforme a los términos ley a la etapa de arreglo directo entre los representantes de la Compañía Enel Colombia S.A. E.S.P y los representantes de la organización sindical, etapa que fue prorrogada de común acuerdo entre las partes el día 9 de marzo de 2020 por 20 días calendario adicionales días que fueron suspendidos hasta el 31 de agosto de 2020 en razón a la restricciones de movilidad originadas en la emergencia económica y/o sanitaria que fue decretada en el país a raíz de la pandemia del COVID-19. Considerando que estas circunstancias no se superarían fácilmente, las conversaciones entre las partes se reactivaron de manera virtual entre el día 1 y hasta el 16 de septiembre de 2020, etapa que finalizó sin acuerdo alguno entre las partes.

Teniendo en cuenta lo anterior, y considerando la imposibilidad de adelantar una huelga por ser un servicio público esencial, se procedió a solicitar la constitución del Tribunal de Arbitramento que ya emitió el correspondiente laudo arbitral. Contra el mismo tanto la empresa como el sindicato interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue concedido por el Tribunal y está pendiente a la fecha de ser radicado, repartido, admitido y resuelto por la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, decisión con la cual se podrá fin al conflicto existente entre las partes.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

Negociación Colectiva - REDES

La organización sindical REDES presentó desde el año 2013 pliego de peticiones ante CODENSA S.A ESP con miras a obtener un acuerdo colectivo que regulara las relaciones con sus afiliados.

En ese momento el proceso no se adelantó con base en conceptos que emitió el Ministerio del Trabajo sobre la unidad de negociación, sin embargo y a pesar de ello, luego de algunas mesas de trabajo se iniciaron las negociaciones, las cuales culminaron sin acuerdo entre las partes.

Con posterioridad a ello, y ante la solicitud de convocatoria del Tribunal de Arbitramento respectivo que pusiera fin al conflicto, se inició un nuevo debate ante el Ministerio del Trabajo sobre la forma de proceder, Este trámite finalizó ordenando, por parte del Ministerio del Trabajo, la constitución del Tribunal de Arbitramento, el cual ya profirió laudo arbitral. Contra el mismo el sindicato interpuso recurso de anulación, el cual fue concedido por el Tribunal y está pendiente a la fecha de ser radicado, repartido, admitido y resuelto por la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, decisión con la cual se podrá fin al conflicto existente entre las partes.

• **Panamá**

Convención Colectiva entre Enel Fortuna, S.A. y el Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá (SITIESPA), en vigencia desde el 1 de enero de 2021 al 31 de diciembre 2024. Al Cierre de marzo 2022 cubre a 38 (52%) de 73 colaboradores en total en esta entidad legal. A la fecha en cumplimiento 100% del mismo y en armonía laboral.

22. Patrimonio

Capital

El capital autorizado se compone por 286.762.927 acciones, con un valor nominal de \$4.400 por cada acción.

El capital suscrito y pagado, está representado por 148.914.162 acciones ordinarias acciones con valor nominal de \$4.400, distribuidas así:

Composición accionaria al 31 de marzo de 2022:

	Acciones Ordinarias	
	(%) Participación	Número de Acciones
Enel Américas S.A.	57,34%	85.394.808
Grupo Energía Bogotá S. A. E.S.P.	42,52%	63.311.437
Otros minoritarios	0,14%	207.917
	100,00%	148.914.162

Prima por Fusión

Al 31 de marzo de 2022 como resultado del perfeccionamiento del proceso de fusión del 1 de marzo de 2022 se ha constituido la prima por fusión así:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

	Capital Emitido	Prima de Emisión	Total Prima por Fusión
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 13.487.545	\$ 190.553.195	\$ 204.040.740
Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP	31.263.213	2.740.274.676	2.771.537.889
ESSA 2 SpA	2.473.245.050	-	2.473.245.050
	\$ 2.517.995.808	\$ 2.930.827.871	\$ 5.448.823.679

La prima por fusión fue aprobada de manera global por la asamblea de accionistas de cada una de las sociedades, mediante la aprobación del compromiso de fusión el cual incluyó el estado proyectado de la fusión.

Distribución de Dividendos

La Asamblea General de Accionistas de Enel Colombia S.A E.S.P. del 29 de marzo de 2022, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2021 por \$2.448.415.934, los cuales se estiman pagar así: El 50% en mayo de 2022 y el 50% restante en diciembre de 2022.

Adicionalmente, en la misma asamblea se aprobó la distribución de utilidades retenidas de los años 2016 al 2020 como pago extraordinario de dividendos por \$1.027.824.051, los cuales se contemplan pagar en agosto de 2022.

Reservas

	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Reserva Legal (1)	\$ 354.065.638	\$ 327.611.157
Reserva para depreciación diferida (Art. 130 ET) (2)	381.958.956	215.186.398
Otras Reservas	1.146.230.404	178.127
	\$ 1.882.254.998	\$ 542.975.682

- (1) De acuerdo con la Ley colombiana, Enel Colombia S.A. E.S.P. debe transferir como mínimo el 10% de la utilidad del año a una reserva legal, hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. Esta reserva no está disponible para ser distribuida, sin embargo, puede ser utilizada para absorber pérdidas. Al 31 de marzo de 2022 el aumento corresponde al traslado de la Reserva Legal de Codensa S.A. E.S.P de acuerdo con el proceso de fusión el 01 de marzo de 2022 por \$26.454.481.
- (2) En la reforma tributaria establecida por la Ley 1819 de 2016, fue derogado el artículo 130 del estatuto tributario; en consecuencia, las reservas constituidas hasta el 31 de diciembre de 2017 se revertirán en la medida que la depreciación contable se iguale a la depreciación fiscal. Por consiguiente, en la Asamblea del 29 de marzo de 2022 se ordenó liberar \$(23.178.308), de la reserva constituida. Adicionalmente en el proceso de fusión el aumento de \$189.950.866 corresponde a la reserva de Codensa S.A. E.S.P quedando un saldo por \$381.958.956.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

23. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de explotación

	Período de tres meses del 1 de enero al 31 marzo de 2022	Período de tres meses del 1 de enero al 31 marzo de 2021
Venta de Energía	\$ 1.820.100.027	\$ 998.861.603
Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa (1)	1.288.018.117	998.861.603
Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado (2)	520.329.468	-
Suministro servicio Alumbrado Público (3)	11.752.442	-
Transporte de Energía (4)	46.417.815	-
Servicios Empresariales y de Gobierno (5)	25.105.843	-
Ventas certificados	21.594.671	25.069
Arrendamientos	21.544.007	-
Venta de Gas	18.573.494	14.780.467
Servicios de administración de personal	180.494	-
Venta de agua desmineralizada	2.320	220.168
Ingresos de actividades ordinarias	1.953.518.671	1.013.887.307
Otros Ingresos de operación	17.622.186	18.964.039
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 1.971.140.857	\$ 1.032.851.346

- (1) Al 31 de marzo de 2022, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 2.256 Gwh, mercado no regulado a 1.044 Gwh y bolsa de energía a 1.013 Gwh. Principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP.

Respecto a las sociedades de Centroamérica, se presenta venta de energía y capacidad de generación por \$90.365.094, principalmente a distribuidoras, grandes clientes y en bolsa, conforme a los términos de contratos de compraventa de energía.

- (2) Al 31 de marzo de 2022, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 2.223 Gwh, de las cuales corresponden a clientes residenciales 1.317 Gwh, clientes comerciales 580 Gwh, clientes industriales 256 Gwh y clientes oficiales 70 Gwh.

A continuación, se relacionan los incrementos de la tarifa por componente percibidos durante el 2022:

	Tarifa Prom Aplicada 2021	Tarifa Prom Aplicada a marzo 2022	Variación
Gm	237,03	287,54	21,3%
Tm	39,48	43,97	11,4%
Pr	49,39	55,75	12,9%
D	178,88	196,06	9,6%
Rm	26,62	20,16	-24,3%
Cv	56,32	57,19	1,5%
Cu	587,71	660,67	12,4%

Provisión opción tarifaria

Durante 2020 se optó por aplicar el mecanismo regulatorio de opción tarifaria de acuerdo con la Resolución CREG 122 del 18 de junio de 2020, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Codensa S.A. E.S.P. contra la resolución CREG 189 de 2019 en la cual se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización. Dado al ajuste retroactivo de la Resolución CREG036/19 y al ajuste retroactivo asociado a los incentivos de calidad del servicio, se presenta

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

durante los meses siguientes a la aprobación de cargos un incremento en el cargo de distribución. Al 31 de marzo de 2022 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$393.500.574.

- (3) A 31 de marzo de 2022 los clientes de alumbrado público ascienden a 68 Gwh, principalmente por el consumo del Distrito Capital 45 Gwh y otros municipios por 23 Gwh.
- (4) A 31 de marzo de 2022 presenta incremento principalmente a facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica del Grupo por otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local \$45.866.125 y sistemas de transmisión regional \$551.690.
- (5) A 31 de marzo de 2022 se presenta incremento en los ingresos de Servicios empresariales y de gobierno principalmente por Servicios de valor agregado \$14.330.387; prestación de servicios de ingeniería \$1.932 y otras prestaciones de servicio \$10.773.524.

Desagregado de los ingresos de contratos con clientes

El Grupo obtiene sus ingresos de contratos con clientes, por la transferencia de bienes y/o servicios; estos contratos fueron agrupados en categorías que poseen características similares en los términos y condiciones contractuales, de acuerdo con la solución práctica de la NIIF 15.

En el siguiente cuadro se resumen las categorías, los grupos de contratos dentro de las mismas, las principales obligaciones de desempeño y como se satisfacen estas obligaciones de desempeño.

		Período de tres meses del 1 de enero al 31 marzo de 2022	Período de tres meses del 1 de enero al 31 marzo de 2021
Ventas de Energía	A lo largo del tiempo	\$ 1.820.100.027	\$ 998.861.603
Transporte de Energía	A lo largo del tiempo	46.417.815	-
Servicios Empresariales y de Gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	25.105.843	-
Venta de certificados	En un punto del tiempo	21.594.671	25.069
Arrendamientos	A lo largo del tiempo	21.544.007	-
Venta de Gas	A lo largo del tiempo	18.573.494	14.780.467
Servicios de administración de personal	A lo largo del tiempo	180.494	-
Venta de agua desmineralizada	En un punto del tiempo	2.320	220.168
Total ingresos de actividades ordinarias		\$ 1.953.518.671	\$ 1.013.887.307
Otros Ingresos de operación		17.622.186	18.964.039
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación		\$ 1.971.140.857	\$ 1.032.851.346

Activos y pasivos contractuales

Activos contractuales

El grupo no presenta activos contractuales, ya que los bienes y/o servicios suministrados a los clientes que aún no han sido facturados, generan un derecho incondicional a la contraprestación por parte de los clientes, ya que solo se requiere el paso del tiempo en la exigibilidad de los pagos por parte de los clientes, y el Grupo ha satisfecho todas las obligaciones de desempeño.

Pasivos contractuales

El Grupo presenta los pasivos del contrato en el estado de situación financiera, en el rubro de otros pasivos no financieros corrientes. Los pasivos del contrato reflejan las obligaciones del Grupo, en la

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

transferencia de bienes y/o servicios a los clientes por los que la entidad ha recibido una contraprestación anticipada.

A continuación, se muestran los pasivos del contrato por Categoría:

	Al 31 de marzo de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
- Clientes Mayorista	\$ 128.024.017	\$ 88.025.621
- Clientes No Regulado	18.978.961	20.896.581
- Transporte de energía	1.535.356	-
	\$ 148.538.334	\$ 108.922.202

Satisfacción de las obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño son satisfechas en la medida que se transfieren bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, es decir en la medida que el cliente obtiene el control de los bienes y servicios transferidos.

- Venta de energía clientes no regulados, mayoristas y bolsa

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea, los beneficios proporcionados en la prestación de la energía suministrada del Grupo.

- Venta de gas

Al igual que en la venta de energía, la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo ya que el Grupo tiene derecho al pago en caso de que el contrato sea rescindido por el suministro de gas.

- Servicios empresariales y de gobierno

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que son servicios tales como conexión, administración, operación, mantenimiento, que los clientes reciben de manera paralela a la prestación del servicio.

- Otros ingresos

Los otros ingresos presentan obligaciones de desempeño, satisfechas a lo largo del tiempo ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, ejemplo de ingresos reconocidos a lo largo del tiempo son: desviaciones del comercializador, respaldo de energía en el mercado secundario principalmente.

Las obligaciones de desempeño, satisfechas en un punto del tiempo son aquellas que no cumplen para que sean satisfechos los requerimientos a lo largo del tiempo. Algunas obligaciones de desempeño satisfechas en un punto del tiempo presentadas en esta categoría corresponden a suministro de bienes.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

Juicios significativos en la aplicación de la norma

El Grupo reconoce los ingresos cuando el control de los bienes y/o servicios comprometidos se transfieren a los clientes, y estos tienen la capacidad de dirigir los bienes y/o servicios suministrados, obteniendo los beneficios económicos asociados a los mismos.

En cuanto al calendario de satisfacción de las obligaciones de desempeño, tenemos que, para las obligaciones de desempeño satisfechas a lo largo del tiempo, el método de medición del progreso de la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza por el método del producto, debido a que el Grupo tiene derecho a recibir como contraprestación por parte de los clientes, el valor de los bienes y/o servicios suministrados a los clientes, hasta la fecha de su prestación.

Los precios para la prestación del servicio de energía se establecen con base en la regulación y para otros conceptos de acuerdo con lo pactado contractualmente; el Grupo no ofrece descuentos u otro tipo de beneficios a los clientes que pueda tener contraprestación variable en el suministro de bienes y servicios.

24. Aprovisionamientos y servicios

	Período de tres meses del 1 de enero al 31 marzo de 2022	Período de tres meses del 1 de enero al 31 marzo de 2021
Compras de energía (1)	\$ 379.158.391	\$ 108.757.613
Costos de transporte de energía (2)	220.374.025	140.789.982
Otros aprovisionamientos variables y servicios (3)	66.102.964	33.115.455
Impuestos asociados al negocio	40.752.216	33.049.853
Consumo de combustible	17.456.590	10.436.922
Compra y consumo de gas	14.299.830	8.606.569
	\$ 738.144.016	\$ 334.756.394

- (1) Al 31 de marzo de 2022 las compras de energía ascienden a 3.286 Gwh; de las cuales corresponden a compras realizadas a través de contratos a otros generadores por 1.815 Gwh y compras en bolsa 1.471 Gwh.

Se presenta un incremento en el precio promedio en bolsa de energía que asciende a \$291/Kwh al 31 de marzo de 2022.

En relación con las sociedades de Centroamérica, presentan compras de energía por \$19.438.662, correspondiente a compras a terceros en el mercado de oportunidad para poder cumplir con los compromisos contractuales en transacciones horarias realizadas en el mes.

- (2) Al 31 de marzo de 2022, está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional \$86.349.937 y transmisión regional \$120.404.122.
- (3) A continuación, se presenta detalle de otros aprovisionamientos variables y servicios:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

	Período de tres meses del 1 de enero al 31 marzo de 2021
Restricciones (a)	18.612.202
Costos de prestación de bienes y servicios a particulares (b)	12.802.098
Impuesto Industria y Comercio	7.717.228
Costo CND, CRD, SIC	6.302.260
Costos Asociados a equipos de medida	5.608.824
Otros servicios de apoyo a la generación	3.374.379
Costos de corte y reconexión	3.004.510
Contribuciones Entes Reguladores (2)	2.757.470
Mercado Secundario Cargo por Confiabilidad	2.274.157
Certificados verdes	2.175.120
Mantenimiento alumbrado público y otros	770.121
Construcción obras civiles	641.052
Otros impuestos locales asociados a las ventas	63.543
	66.102.964

- (a) El incremento en las restricciones al 31 de marzo de 2022 se debe principalmente a que el precio de bolsa en 2021 (306 \$/kWh) fue superior comparado con el promedio para el mismo periodo 2021 (203 \$/kWh) especialmente por la expectativa de los aportes hidrológicos del sistema. Esta condición de expectativa de precios por aportes hidrológicos impacta la generación de seguridad para cubrir la seguridad del Sistema Interconectado Nacional.
- (b) Al 31 de marzo de 2022, corresponde principalmente a costos variables de nuevas conexiones, costos asociados de negocios de servicios de valor agregado como obras eléctricas, seguros y otros productos.

25. Gastos financieros

	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2022	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2021
Obligaciones financieras (1)	\$ 84.021.797	\$ 35.606.541
Gravamen a los movimientos financieros (2)	4.908.073	2.444.716
Obligación por beneficios post empleo	2.784.426	1.320.752
Arrendamientos financieros (Leasing)	1.689.684	128.083
Deterioro de activos financieros (3)	1.174.490	54.431
Intereses de mora impuestos (4)	484.214	(6.345.802)
Otros costos financieros	87.355	155.445
Gastos financieros	95.150.038	33.364.166
Gasto financiero capitalizado (5)	(1.877.528)	(527.912)
Gastos financieros, netos	\$ 93.272.511	\$ 32.836.254

- (1) La variación corresponde principalmente a intereses reconocidos en el mes de marzo por las obligaciones financieras recibidas en el proceso de fusión.

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras a 31 de marzo de 2022:

Operación	Valor
Bonos emitidos	\$ 69.211.782
Créditos nacionales y del exterior	14.810.015
Total gasto de obligaciones financieras	\$ 84.021.797

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

- (2) La variación corresponde principalmente al gasto reconocido en el mes de marzo por GMF de del negocio de distribución.
- (3) La variación corresponde principalmente al deterioro de cartera convenida de energía y otros negocios por \$842.641 y deterioro de cartera de empleados por \$287.089.
- (4) La variación corresponde principalmente a la actualización de la cuantificación de la sanción e intereses por contratos del exterior (\$6.347.583) reconocida en marzo de 2021.
- (5) La variación corresponde principalmente al gasto financiero de las garantías bancarias y los intereses generados en los contratos de arrendamiento bajo el alcance de la NIIF 16 del negocio de renovables

26. Resultado en venta de activos

	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2022	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2021
Resultado en Venta de Activos	\$ (133.336)	\$ (271.595)
	\$ (133.336)	\$ (271.595)

Al 31 de marzo de 2022 El Grupo presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por \$133.336, correspondientes a:

- i) Bajas con efecto en pérdida por (\$218.533) distribuidas así:
- Plantas de generación por (\$216.150)
 - Transformadores de Distribución por (\$1.967)
 - Maquinaria y equipos por (\$266)
 - Edificaciones por (\$150)
- iii) Bajas con efecto en utilidad por \$84.300 las cuales obedecen a venta de embarcaciones (Lanchas).
- iii) Bajas de las sociedades de Centroamérica por (\$897) de equipos con efecto de perdida.

27. Sanciones

Sanciones por incumplimientos regulatorios:

Al 31 de marzo de 2022 el estatus de las sanciones se presenta a continuación:

- El 26 de Julio de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, dentro del Expediente 2016240350600015E, por el incumplimiento de los indicadores de continuidad ITAD establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008, decidió en primera instancia imponer una multa por el valor de COP 1.475.434.000 (US\$ 393.922) al considerar que sí se violaron los indicadores de calidad. La sanción impuesta fue recurrida en reposición la entidad resolvió confirmar la multa,

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

quedando de esta manera en firme la sanción. El 10 de octubre de 2018 se realizó el pago de la sanción.

- El 3 de octubre de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 20152403600122E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP 1.490.188.340 (US\$ 397.861), al considerar que Codensa incumplió las obligaciones de reporte de accidentes mortales al Sistema de Información Único de Información-SUI., de la Superintendencia y al considerar que se incumplieron las normas sobre seguridad eléctrica establecidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante la Resolución 20182400104695 del 15 de agosto de 2018 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción. El pago de la sanción se realizó el 3 de septiembre de 2018.
- El 3 de octubre de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2015240350600102E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP 981.163.610 (US\$ 261.958) a Codensa S.A. ESP., por considerar que la compañía incumplió las reglas de seguridad de la infraestructura establecidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante la Resolución 20182400105125 del 16 de agosto de 2018 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción. La multa fue pagada el 3 de septiembre de 2018.
- El 12 de febrero de 2018 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No 2016240350600061E. resolvió sancionar con una multa por valor de COP 15.624.840 (US\$ 4.172) a Codensa S.A. ESP., por considerar que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para un (1) usuario del servicio excedieron el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante Resolución 20182400130455 del 8 de noviembre de 2018 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción. La multa fue pagada el 22 de enero de 2019.
- El 28 de febrero de 2018 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2015240350600113E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP 62.499.360 (US\$ 16.687) a Codensa S.A. ESP., por considerar que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para 10 usuarios del servicio excedieron el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante la Resolución 20192400004785 del 5 de marzo de 2019 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción. La multa fue pagada el 29 de marzo de 2019.
- El 12 de abril de 2018 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2015240350600082E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP 15.624.840 (US\$ 4.172) a Codensa S.A. ESP., por considerar que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para un (1) usuario del servicio excedió el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante la Resolución No.20192400010955 del 29 de abril de 2019 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción. La multa fue pagada el 9 de julio de 2019.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

- El 27 de mayo de 2019 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2017240350600018E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP 39.749.568 (US\$ 10.613) a Codensa S.A. ESP., por considerar que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque la compensación regulatoria estimada para 7 usuarios del servicio excedió el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante la Resolución 20202400003805 del 10 de febrero de 2020 la SSPD resolvió confirmar la sanción. La multa fue pagada el 19 de marzo de 2020.
- El 26 de julio de 2019 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de COP 1.656.232.000 (US\$ 442.192) a CODENSA S.A. ESP., por considerar que la compañía no reportó oportunamente activos de NT4 fuera de operación para efectos de que fueran excluidos de remuneración. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante la Resolución 20202400008055 del 05 de marzo de 2020 resolvió confirmar la sanción. La multa fue pagada el 19 de marzo de 2020.
- Comisión Nacional de Energía: En Guatemala para TECNOGUAT, S.A. Multa pagada el 08/02/2022 por no haber presentado el informe de la primera inspección intermedia de la Hidroeléctrica Matanzas correspondiente al 2017, por un monto de US\$4,456.08, conforme a resolución GJ-ResolFin2020-442 de fecha 26/05/2020. Se impugnó la resolución mediante Recurso de Revocatoria y se confirmó la multa.

Sanciones ambientales

- a) La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra el Grupo por \$2.503.259, por el presunto incumplimiento a la Licencia Ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo (en adelante "PHEQ"). Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho la demanda ya fue admitida.

Se presentaron los alegatos y el proceso se encuentra al despacho desde el 10 de marzo de 2020 para fallo de primera instancia.

- b) La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a el Grupo por \$758.864, por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo-PHEQ), la sanción fue disminuida a \$492.700.

Se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (Acciones judiciales), la CAM contestó la demanda. Posterior a la suspensión del proceso decretada por el Tribunal Administrativo del Huila con ocasión de las medidas de emergencia por el COVID19, en el mes de diciembre de 2020 se llevó a cabo la audiencia inicial y se practicó el testimonio técnico solicitado por Emgesa, el 4 de mayo de 2021 se continuó con la audiencia de pruebas.

- c) El 12 de enero de 2018 el Grupo fue notificado sobre las resoluciones del 4 de diciembre No. 3567, 3568 y 3569 en la cuales se confirman las sanciones impuestas por la CAM en noviembre

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

de 2016 en relación con las resoluciones 3590, 3653 y 3816 de noviembre de 2016 derivados de la falta de permisos de vertimientos de los reasentamientos del proyecto PHEQ, de acuerdo con la normatividad ambiental.

Como consecuencia de lo anterior la Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena (CAM) impuso tres (3) sanciones consistentes en una multa por \$50.670 cada una:

Las siguientes son las resoluciones y los hechos por los cuales nos sancionan:

- Resolución No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a el Grupo por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea.

Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, desde el 30 de mayo de 2019, se profirió sentencia de primera instancia el 4 de octubre de 2021 favorable al Grupo, actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación presentado por la CAM.

- Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona al Grupo por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de La Galda.

Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho contra la CAM. El pasado 14 de abril de 2021 se dictó sentencia de primera instancia por parte del Juzgado Séptimo Administrativo de Neiva, en la cual se negaron las pretensiones del Grupo, actualmente el proceso se encuentra pendiente del trámite del recurso de Apelación presentado por Emgesa ante el Tribunal Administrativo del Huila.

Sanción laboral

- En la anterior ENEL GREEN POWER GUATEMALA, S.A. el Ministerio de Trabajo impulso una multa ya pagada el 24/03/2022 por presentación extemporánea del informe del empleador, por un monto de US\$1,845.68 según Resolución No. R-VI-0901-0125-2021 notificada el 21/03/2022. Esta multa está en firme.

28. Contingencias

El Grupo enfrenta litigios catalogados como posibles, para los cuales la gerencia con el soporte de sus asesores legales externos e internos, estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para el Grupo y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera.

(a) Litigios calificados como posibles:

Los principales litigios que tiene el Grupo al 31 de marzo de 2022 calificados como posibles son:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

a. Proceso Centro Médico de la Sabana PH y otros.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$337.000.

Objeto del juicio: Los actores pretenden que el Grupo devuelva lo que supuestamente ha cobrado en exceso por no aplicar beneficio tarifario a dicho grupo de usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión (1), quienes son, además, propietarios de los activos de distribución.

La pretensión y el hecho principal de la demanda se apoyan en que el Grupo se está enriqueciendo ilícitamente pues no aplica ningún beneficio tarifario a los usuarios que pertenecen a este nivel de tensión y que son propietarios de la infraestructura, según lo establecido en la Resolución 082 de 2002, modificada por la Resolución 097 de 2008. El demandante determina la cuantía de este proceso basado en que esta situación se replica en aproximadamente 550 mil usuarios y que a cada uno le corresponde una indemnización.

Estado actual y situación procesal: Se llevó a cabo audiencia de conciliación la cual se declaró fracasada.

El 8 de septiembre de 2017 el despacho accedió a la solicitud de la parte demandante de incluir al grupo de demandantes iniciales a 4 representantes legales de las copropiedades (Edificio Office Class, Centro Comercial Minicentro, Edificio Santa Ana II y Edificio Beatriz), los cuales se integran al grupo no como demandantes directos, sino como grupo afectado por los hechos que constituyen la presunta vulneración, lo que los haría favorecedores de las pretensiones de la demanda, en caso tal de que la sentencia les fuera favorable.

El 2 de agosto de 2019 sale el proceso del Despacho, fijando la fecha del 24 de octubre de 2019 para llevar a cabo los testimonios solicitados por las partes y practicar el dictamen pericial que fue solicitado de oficio.

El 21 de agosto de 2019, se requiere al Grupo para que allegue otra documentación, este auto es impugnado porque se está solicitando una relación pormenorizada de los usuarios que sin ser parte de la demanda son propietarios de los activos de nivel tensión Así mismo, el Grupo descurre traslado del dictamen pericial decretado de oficio por el Juzgado y allega uno nuevo, para controvertir todos los puntos que son desfavorables para el Grupo.

Al 16-12-2021 Se practicaron todas las pruebas en 3 audiencias, el apoderado de la parte demandante presentó dos recursos de apelación en contra de los 2 dictámenes de contradicción presentados por Codensa. Se corrió traslado para alegar de conclusión por 5 días, sin embargo, el Ministerio Público a través de la Procuradora Karime Chavez Niño, solicitó la suspensión de ese término, para que se tuviera en cuenta un recurso que la parte demandante presentó de forma extemporánea, razón por la cual Codensa presentó la respectiva oposición.

Al 28-03-2022: El Tribunal Administrativo de Cundinamarca, resolvió a favor del Grupo las apelaciones presentadas por el apoderado de la parte accionante, en lo referente a la nulidad de los dictámenes periciales presentados por Codensa, para controvertir los dictámenes practicados durante el proceso.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

24-03-2022: La parte demandante y CODENSA SA ESP, así como el Ministerio Público presentan alegatos de conclusión.

Al 31 de marzo de 2022, estamos a la espera de que se profiera sentencia de primera instancia.

b. Proceso Asociación de Propietarios del Centro Urbano Antonio Nariño.

Fecha de inicio: 2009.

Pretensión: \$15.000.

Objeto del juicio: La Asociación demanda la reivindicación de un predio enclavado dentro de sus instalaciones en donde funcionaba una subestación de energía del Grupo. Se presenta contrademanda reclamando la prescripción del predio o de la servidumbre.

Estado actual y situación procesal: Desde febrero de 2019 se inició la logística de envío de las notificaciones a los demandados en reconvencción, los cuales son la totalidad de copropietarios de los inmuebles que conforman la copropiedad.

Los envíos se empezaron a realizar desde el viernes 29 de marzo de 2019, a través de envíos sucesivos hasta completar los casi 800 envíos que se deben realizar. No obstante, el 22 de abril de 2019 el Juez resuelve decretar el desistimiento tácito de la demanda de pertenencia (en reconvencción) que había interpuesto el Grupo. Lo anterior en la medida que no se logró cumplir con la exigencia dada por el despacho, consistente en notificar al extremo pasivo de forma íntegra dentro de los 30 días que se nos había otorgado para ello, de conformidad con lo previsto por el artículo 317 del CGP.

Contra esta decisión el Grupo radicó recurso de apelación que se resolvió desfavorablemente ante el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá. El proceso continuo respecto a la demanda reivindicatoria. Se radicó acción de tutela al entenderse que esta carga procesal es imposible de cumplir y viola el derecho de defensa del Grupo, tutela que igualmente fue desfavorable al Grupo.

Recientemente, y ante una decisión de la Corte Suprema de Justicia, que señalaba que en los procesos donde fueran demandadas las propiedades horizontales no se requería la vinculación procesal de todos los copropietarios, CODENSA puso de presente dicha decisión al Juez 49 Civil Circuito a fin de que efectuara una declaratoria oficiosa de ilegalidad del Auto que había declarado el desistimiento del Grupo por la no vinculación oportuna de los 1700 copropietarios del Centro Urbano Antonio Nariño. Ante la anterior solicitud el Juez estimó que, si bien era acertado señalar cuál era el nuevo criterio adoptado por la Corte Suprema de Justicia, también era cierto que al momento en que se declaró el desistimiento tácito el criterio jurisprudencial era otro, y por tanto el Auto que declaró el desistimiento tácito no se fundaba en ilegalidad alguna. Por tanto se denegó la solicitud de declaratoria de ilegalidad pretendida.

Al 31 de marzo de 2022, el proceso continúa su curso frente a la demanda reivindicatoria interpuesta por ASOCUAN, sin que haya avance en su etapa inicial.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

c. Litigio de Alumbrado Público con la UAESP

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$113.082.

Objeto del juicio: Nulidad y restablecimiento del derecho contra UAESP por la reliquidación del alumbrado público de Bogotá D.C. de los años 1998 a 2004 y su correspondiente cobro ejecutivo.

Estado actual y situación procesal: A continuación, se describen los principales hechos de este litigio y los hechos ocurridos:

El 20 de abril de 1997 se suscribió entre el Distrito y la GEB (Grupo Energía Bogotá) un convenio interadministrativo que le garantiza a la ciudad el suministro de energía con destino al alumbrado público, convenio que fue cedido al Grupo el 23 de octubre de 1997; en ese mismo año la CREG a través de la Resolución No 99/97, modificó la tarifa del servicio de energía domiciliario excluyendo expresamente el alumbrado público, ante lo cual el Grupo presentó al Distrito por los años 1998 y 1999 unas facturas en donde la Empresa hacía un cálculo propio y unilateral del valor de la energía que suministraba. El Distrito discutió la tarifa del Grupo, pero canceló lo que consideraba que era el precio justo. El 25 de enero de 2002, las partes establecieron una metodología aplicable para el futuro y determinaron elaborar un inventario georeferenciado cuyo resultado se compara con el censo existente, para que, en el evento que existieran diferencias, se reliquidarán los costos y la remuneración respecto de los períodos a que hubiere lugar. El inventario georeferenciado (elaborado entre los años 2000 y 2003) arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que el Grupo le cobró al Distrito, ante lo cual se le reclama al Grupo efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004.

Como consecuencia de una acción popular que curso en el Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá, el 9 de noviembre de 2009, se dictó sentencia de primera instancia en la cual se ordenó a la UAESP y al Grupo que en plazo de dos meses desde la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados con el DTF (Fórmula de actualización de sumas) más intereses. De no llegarse a un acuerdo, la misma UAESP deberá realizar dentro dos meses una liquidación para ponerla a consideración del Grupo, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y en caso de no pago, proceder a ejecutar la sentencia. La sentencia de segunda instancia confirmó lo declarado y actualmente se encuentra firme, no procediendo otros recursos.

El 26 de agosto de 2014 la UAESP y el Grupo suscribieron un acuerdo en el que llegaron a una liquidación concertada en donde el Grupo asumía el 50% equivalente a \$14.432.754. Este acuerdo, además del Grupo, debía ser autorizado por el director de la UAESP y ratificado por el Juez Administrativo N°10 de Bogotá (que conoció en 1ª instancia del proceso).

El 1 de junio de 2017, el Juez 10 Administrativo del Circuito de Bogotá se negó a considerar el acuerdo mencionado teniendo en cuenta que no fue celebrado dentro de los dos meses siguientes a la ejecutoria del fallo del 29 de septiembre de 2011 que vencían el 2 de febrero de 2012; ordenando a la UAESP realizar la liquidación unilateral. Sin embargo, teniendo en cuenta que el Juez no emitió pronunciamiento de aprobación o de rechazo del acuerdo, el mismo continúa

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

siendo oponible entre las partes.

El 31 de agosto de 2017, en cumplimiento de lo ordenado por el Juez Administrativo, la UAESP expidió la resolución 412 de 2017 mediante la cual realizó la reliquidación de la facturación por el alumbrado público objeto del proceso por un importe de \$141.016.977, como consecuencia de lo anterior el Grupo presentó recurso de reposición.

El 29 de diciembre de 2017, el Grupo fue notificada de la resolución 730 de 2017 proferida el 18 de diciembre por parte de la UAESP mediante la cual resolvió el recurso de reposición presentado por el Grupo, confirmando la decisión impugnada y reconsideró el cálculo de la reliquidación notificada en agosto tomando como base de actualización la DTF de acuerdo con lo ordenado por el Juez en la sentencia de septiembre de 2009, en ese orden la nueva pretensión de la UAESP asciende a \$113.082.893.

El 25 de enero de 2018, la UAESP requirió al Grupo, frente a esta situación, el Grupo ofreció a la UAESP el pago del monto que considera justo de \$14.432.754 que al 28 de febrero y conforme a la actualización acordada ascendía a \$23.633.336. Suma que podría ser cruzada con tres facturas que por concepto de alumbrado público cancele la UAESP a partir de la fecha. Ante el silencio de la UAESP se radicó el 16 de marzo de 2018 una solicitud de mesa de trabajo para llegar a un acuerdo dado que la UAESP inicio cobro persuasivo. Sin embargo, el 22 de marzo de 2018 la UAESP comunicó la decisión de librar mandamiento de pago en contra del Grupo por las sumas de dinero contenidas en la Resolución.

El 22 de marzo de 2018 la UAESP informó que se había librado mandamiento de pago contra el Grupo al haberse iniciado el cobro coactivo. Una vez contestado el cobro coactivo y resueltas en forma negativa las excepciones del Grupo, se procedió a informar a la UAESP la admisión de la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca, ante lo cual la UAESP mediante auto de fecha 6 de septiembre procedió a suspender el proceso de cobro coactivo.

Ante la imposibilidad de llegar a un acuerdo con la UAESP respecto a las cuantías de los actos administrativos, Resoluciones No. 412 del 2/08/2017 y 730 del 18/12/2017; El 25 de julio de 2018 el Grupo procedió a radicar ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Esta demanda fue admitida el 21 de agosto de 2018.

El 28 de septiembre de 2018, el Grupo pagó a la UAESP la suma de \$24.471.044, que corresponden al monto que en su oportunidad se pactó en el acuerdo suscrito por las partes en el año 2014, actualizado con una tasa igual al DTF desde la fecha en que se produjo la diferencia hasta la fecha real en que se realiza el pago. El valor restante de la reliquidación unilateral constituye el objeto de la demanda contra la UAESP.

El 21 de agosto de 2019, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca falla el proceso negando las pretensiones de la demanda, restando valor al acuerdo celebrado en el año 2014 por considerarlo extemporáneo.

El Grupo presenta recurso de apelación por cuanto: i) el Tribunal desconoció que la transacción celebrada por las partes el 26 de junio de 2014 es plenamente válida y, por la tanto, la UAESP estaba obligada a incorporarla en la liquidación parcial y unilateral del convenio

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

interadministrativo. (Ley 80 de 1993 artículo 60). ii) El Tribunal desconoció la existencia y validez de la transacción contenida en el acuerdo de reliquidación suscrito por las partes el 26 de junio de 2014 y, por consiguiente, su efecto de cosa juzgada (art. 2483 Código Civil). iii) El Tribunal desconoció el principio de buena fe (art. 83 Constitución Política) y la prohibición de ir en contra de los actos propios (venire contra fatum proprium non valet). iv) El Tribunal desconoció que la administración no puede obtener ningún beneficio de su propio incumplimiento. La mora no es imputable a CODENSA, por cuanto la obligación de reliquidar de manera unilateral (2 meses) era solamente para la UAESP y esto ocurre pasados 24 meses por lo que el retardo es atribuible a la UAESP.

El recurso de apelación fue admitido ante el Consejo de Estado y atendiendo a la congestión que actualmente tiene la administración de justicia, el Grupo considera poder tener fallo no antes de cinco años.

Por su parte, en el marco del proceso de cobro coactivo se presentó póliza de caución en los términos del art. 837-1 del Estatuto Tributario, a efectos de impedir la materialización de órdenes de embargo en contra del Grupo.

La contingencia se califica como posible o eventual, dado que las afirmaciones del Tribunal son controvertibles a nuestro favor ante el Consejo de Estado, y en atención al fallo en contra el porcentaje de éxito no supera el 50%.

Al 31 de marzo de 2022, el proceso continua al despacho para fallo de segunda instancia.

d. Acción Popular de Comepez - Medida cautelar de suspensión de llenado de Embalse Quimbo:

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

Objeto del juicio: El día 9 de febrero de 2015 tuvimos conocimiento de la medida cautelar decretada por el Tribunal Administrativo del Huila, con ocasión de la Acción Popular promovida por el grupo COMEPEZ S.A. Y OTROS, en procura de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, como prevención al peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania. En virtud de esta medida provisional de urgencia adoptada por el Tribunal, se ordena a Emgesa que no inicie la actividad de llenado del embalse El Quimbo, hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río y otras obligaciones.

Estado actual y situación procesal: El 13 de febrero de 2015 se notificó a Emgesa la admisión de la acción y de la medida cautelar y con fecha 18 de febrero de 2015 se radicó ante el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila, recurso de reposición y en subsidio de apelación, contra el auto que concedió la medida cautelar. Este recurso fue negado lo cual dio lugar a la presentación de una acción de tutela.

El día 8 de enero de 2016 Emgesa fue notificada del fallo de tutela proferido por el Juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual autorizó a Emgesa de manera inmediata

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

la generación de energía como medida transitoria hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila decida de fondo sobre el levantamiento o no de la medida cautelar decretada.

Luego de surtida la fase probatoria, el 18-12-2020 se profirió fallo desfavorable ordenando lo siguiente:

- Diseñar un proyecto de descontaminación que garantice que el agua del embalse no afectará el recurso hídrico ni generará efectos adversos en la fauna y en la flora subacuática.
- Diseñarán conjuntamente entre el MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE y EMGESA SA ESP un proyecto de descontaminación y tratamiento del recurso hídrico, para atenuar y controlar el efecto adverso de los coliformes en la población ribereña, y lo articularán con los diferentes municipios localizados aguas arriba del embalse, cuyas aguas servidas se vierten directa o indirectamente al río Magdalena (San Agustín, Isnos, Pitalito, Palestina, Saladoblanco, Oporapa, La Argentina, Elías, Tarquí, Altamira, Guadalupe, Suaza, El Pital, El Agrado, Garzón, Paicol y Gigante).
- Exortar a la ANLA para que corrobore si la concesionaria construyó los interceptores y sistemas de aguas residuales en los municipios del área de influencia, y de acuerdo con los resultados obtenidos, adopte las decisiones que legalmente le correspondan.
- Exhortar al Ministerio de Ambiente, para que diseñe, lidere y formule una política de protección y recuperación hidrosanitaria del alto, medio y bajo Magdalena.
- Ordenar que el sistema de oxigenación que se instaló en cumplimiento de la cautela opere de manera permanente, sujetándose a los protocolos y directrices que imparta la AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. De igual manera, EMGESA SA ESP continuará realizando el monitoreo de la calidad de agua (en los términos y condiciones que determine la referida autoridad ambiental); lo cual, debe llevarlo a cabo un laboratorio acreditado ante el IDEAM.

Apelado el fallo por EMGESA y otras partes del proceso, el 31 de diciembre de 2021, el Consejo de Estado admitió la apelación. Al 31 de marzo de 2022 estamos a la espera de que se corra traslado para alegar en segunda instancia.

e. Acción de Grupo Jose Rodrigo Alvarez Alonso y otros:

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: 33.000.

Objeto del juicio: Se ha interpuesto una Acción de Grupo por 1.140 habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. Emgesa rechaza estas pretensiones fundado en que: (1) El censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; (2) Los demandantes son no residentes y para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del PHEQ; (3) La compensación no debe ir más allá del “primer eslabón” de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia en fase probatoria. Los actores solicitaron un dictamen pericial para evaluar el perjuicio de cada uno de los 1.170 demandantes y las entidades públicas a quienes el Juzgado ha encargado llevar a cabo el peritazgo se han negado.

El 19 de agosto de 2019 se presentó un dictamen pericial por una asociación de profesionales, respecto del cual fue solicitada aclaración y complementación. El 6 de septiembre el Juzgado requirió a los peritos para aclararan y complementaran su trabajo.

El Juzgado mediante auto del 28 de noviembre de 2019 ordenó a los peritos complementar el dictamen dando término de veinte (20) días hábiles.

Al 31 de marzo de 2022 no se ha entregado la complementación del dictamen pericial. El Juzgado ordenó la entrega de gastos adicionales a los peritos. Estamos a la espera de la determinación que tome el Juzgado frente a esta prueba.

f. Nulidad y restablecimiento contra liquidación oficial de Impuesto de Renta de 2013.

Fecha de inicio: 2018.

Pretensión: \$ 51.923 (impuesto, sanción indexada e intereses).

Objeto del juicio: La DIAN inició una fiscalización sobre la declaración de renta del año gravable 2013, alegando que no hay derecho a la deducción por activos fijos reales productivos por aquellas inversiones en el Proyecto El Quimbo sobre valores por encima de CAPEX inicialmente presupuestado en contrato de estabilidad jurídica para el año 2013. Emgesa sostiene que (i) la DIAN se basó en un concepto que fue anulado, (ii) las inversiones se demostraron con certificado de revisor fiscal, y (iii) la Ley permitía mayores inversiones a las presupuestadas en el contrato.

Estado actual y situación procesal: El 23 de noviembre de 2020 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca profirió Sentencia de primera instancia desfavorable. Desestima el argumento de la DIAN respecto al derecho al beneficio, pero considera que Emgesa NO demostró que realizó las inversiones. Esta sentencia fue apelada el 1° de diciembre de 2020.

En marzo de 2022, el Consejo de Estado ordenó alegar de conclusión en segunda instancia.

g. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de Tasa de Aprovechamiento Forestal liquidada por la CAM en 2014.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$ 28.605 (tasa e intereses).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena - CAM (autoridad ambiental con competencia en el Proyecto El Quimbo) liquidó en 2014 la tasa de explotación forestal supuestamente originada en la construcción del Proyecto. La tasa se paga por la prestación de un servicio ambiental y se calcula a una tarifa de \$100 (indexada 25% anual desde 1982) por los metros cúbicos de madera con valor comercial (“aprovechable”). Emgesa considera que la indexación de los metros cúbicos debe hacerse por el IPC y no por el 25% anual, considerando que la norma en la que se basa la CAM (i.e. Acuerdo 048 de 1982 del Inderena) no es aplicable. El Consejo de Estado de hecho suspendió de forma temporal esta norma. Adicionalmente, la CAM ha aceptado que no ha prestado servicios ambientales y se ha demostrado que la madera no tenía valor económico.

Estado actual y situación procesal: El litigio se encuentra en primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila, que debe emitir sentencia de primera instancia.

h. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de Tasa de Aprovechamiento Forestal liquidada por la CAM en 2019.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$ 34.378 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena - CAM (autoridad ambiental con competencia en el Proyecto El Quimbo) liquidó en 2019 de nuevo la tasa de explotación forestal supuestamente originada en la construcción del Proyecto. La tasa se paga por la prestación de un servicio ambiental y se calcula a una tarifa de \$100 (indexada 25% anual desde 1982) por los metros cúbicos de madera con valor comercial (“aprovechable”). Emgesa considera que la indexación de los metros cúbicos debe hacerse por el IPC y no por el 25% anual, considerando que la norma en la que se basa la CAM (i.e. Acuerdo 048 de 1982 del Inderena) no es aplicable. El Consejo de Estado de hecho suspendió de forma temporal esta norma. Adicionalmente, la CAM ha aceptado que no ha prestado servicios ambientales y se ha demostrado que la madera no tenía valor económico. Adicionalmente, por Ley está prohibido liquidar dos veces el mismo tributo, recordando que en 2014 la CAM también había liquidado esa suma.

Estado actual y situación procesal: El litigio se encuentra en primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila, que debe agendar audiencia inicial.

i. Solicitud de devolución presentada por Manufacturas Eliot.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: \$ 5.078 (tasa e intereses)

Objeto del juicio: Manufacturas Eliot considera que el Grupo debe devolver contribución recaudada en las facturas de energía de 2012 a 2013. La defensa del Grupo sostiene que (i) Manufacturas Eliot presentó solicitud de exoneración en diciembre de 2013, y que la Ley sólo le

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

daba derecho a la exoneración desde el momento de la solicitud; y (ii) el Grupo es únicamente el agente recaudador, y si hay lugar a devolución, es el MinMinas quien debe hacerla.

Estado actual y situación procesal: En octubre de 2021 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca expidió sentencia desfavorable, ordenando la devolución. Desde enero de 2022 el litigio se encuentra en el Consejo de Estado para surtir la segunda instancia.

j. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de la Tasa de Uso de Agua en 2016, 2017 y 2018.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$ 13.285. (tasa e intereses)

Objeto del juicio: Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR) pretende cobrar la tasa por el uso del agua sobre la concesión total y no por el volumen efectivamente usado, en la Pequeña Central Hidroeléctrica de Rionegro en 2016, 2017 y 2018. La CAR aduce supuestas fallas en la medición del caudal. La defensa del Grupo se basa en los argumentos que (i) la compensación correcta según la capacidad instalada eran las transferencias del sector eléctrico, (ii) el hecho generador de la tasa es el uso efectivo de agua para generación: no hubo generación continua los 365 días del año, sino únicamente en días específicos; y (iii) sí se cumplieron compromisos de medición, y por lo tanto, la CAR no tenía derecho a calcular la tasa sobre la totalidad del caudal concesionado.

Estado actual y situación procesal: Los cinco litigios (dos por 2016, uno por 2017 y dos por 2018) se estiman como riesgos posibles en razón de su probabilidad de pérdida (entre 20% y 45%). Los dos procesos contra las liquidaciones de 2016 iniciaron ante la jurisdicción contenciosa administrativa en septiembre de 2019 y abril de 2021, mientras que el proceso contra la liquidación de 2017 inició en diciembre de 2020 y el de 2018 en agosto y noviembre de 2021. No hay sentencia de primera instancia en ninguno aún.

k. Acción de Grupo Zipaquirá – Alumbrado Público

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: \$11.933.

Objeto del juicio: Se interpuso una acción de grupo contra el Grupo y el Municipio de Zipaquirá, con la pretensión que se devuelva el Impuesto de Alumbrado Público recaudado entre 1979 y 2012 en el Municipio, con fundamento en una norma que había sido anulada en 2008. Codensa sostiene que (i) únicamente es agente recaudador a favor del Municipio, y que (ii) los demandantes ya perdieron el derecho a la devolución (operó la caducidad de la acción.)

Estado actual y situación procesal: La sentencia de primera instancia favorable fue expedida en junio de 2019, concluyendo que el Grupo sólo es agente recaudador y que es el Municipio quien debe devolver el impuesto recaudado entre 2008 y 2012. La acción de grupo actualmente es conocida por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca en segunda instancia.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

I. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de IVA en el año 2016.

Fecha de inicio: 2020.

Pretensión: \$ 3.686 (mayor impuesto, sanción e intereses),

Objeto del juicio La DIAN propuso un cuestionamiento a las liquidaciones bimestrales de IVA del año de 2016, bajo el entendido que los servicios de reconexión cobrados a usuarios han debido estar gravados con IVA. El Grupo ha sostenido que esa posición es incorrecta a la luz de la calificación regulatoria del servicio. En 2021, el Consejo de Estado también señaló que la postura de la DIAN no era ajustada.

Estado actual y situación procesal: Los dos litigios (uno por el primero al quinto bimestre de 2016 y otro por el sexto bimestre de 2016) uno por 2017 y uno por 2018) tienen al 31 de diciembre de 2021 una cuantía de \$ 3.686.250.176 y se estiman como riesgos posibles su probabilidad de pérdida (44% y 26%). Las demandas respectivas fueron radicadas en noviembre y octubre de 2020. No hay sentencia de primera instancia en ninguno aún.

Convenio estación elevadora Canoas

El 5 de diciembre de 2011, se firmó el convenio interinstitucional entre la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P. -EAAB y la Compañía, con el objetivo de unir esfuerzos para garantizar la construcción de la Estación Elevadora Canoas, mediante aporte económico y de operación que ofrece la Compañía. Cabe destacar la importancia que tiene para los habitantes de la cuenca del río Bogotá el citado convenio, en la medida que contribuye de manera importante en la financiación de mega obras necesarias para el saneamiento de río Bogotá y permite el aprovechamiento del recurso hídrico en el suministro de energía eléctrica garantizando la confiabilidad del sistema para la generación eléctrica; compatibilizando así, el proceso de generación de energía y la optimización de la calidad del agua.

El aporte económico de la Compañía para este convenio asciende a \$84.048.000, el valor del desembolso final será el resultado de la indexación simple de los recursos económicos del convenio y serán desembolsados una vez esté construida y en operación la estación elevadora por parte de la EAAB.

El convenio tiene una vigencia de 27 años contados a partir de la firma del convenio y hasta que la Compañía conserve la calidad de usuario de las aguas del Río Bogotá en virtud de la concesión de aguas otorgada por la CAR. Este podrá prorrogarse por acuerdo de las partes siempre que subsistan las razones de su celebración.

En noviembre del 2018, la EAAB efectuó el proceso de adjudicación de los diseños y construcción de la estación elevadora que de acuerdo con el cronograma previsto dio inicio en marzo de 2019 con una duración de 44 meses. La Compañía participará en las mesas técnicas a partir del inicio del contrato de ingeniería de detalle y construcción. Una vez esté terminada la construcción de la estación elevadora, instalación y puesta en marcha y se efectúen las pruebas de los equipos, la Compañía recibirá la Estación Elevadora para operarla y mantenerla.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

Al 31 de marzo 2022 se han realizado las siguientes actividades:

- Terminación de la ingeniería de detalle de las diferentes especialidades (geotecnia, estructural, hidráulica, eléctrica, mecánica y control) con un avance del 99%.
- Construcción de las pantallas de contención de los pozos de cribado y de bombeo e inició de excavación de material en su interior. Con avance del 67 % y 51 % de su avance.
- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control.
- Se avanza en las pruebas de los equipos principales como transformadores y motores para la subestación y bombas de la Estación elevadora. Seguimos en revisión de cronograma de las pruebas FAT de los equipos de cribado y de control de olores.

m. Proceso de Incidente de Cobro de Honorarios

Fecha de inicio: 2018

Pretensión: COLONES COSTARRICENSES ¢6.327.856.578. Aproximadamente 10.5 M US

Objeto del juicio: En el Laudo Arbitral del arbitraje Chucás-ICE del 2017, el Tribunal condena al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a pagar por honorarios de abogado ¢6.327.856.578. El asesor legal externo que participó en Arbitraje Chucás-ICE solicita a su favor la totalidad de las costas condenadas, alegando que bajo el Arancel del Colegio de Abogados las costas le corresponden exclusivamente y son irrenunciables. Chucás le manifestó al ex asesor que las costas le pertenecen a Chucás, todo según lo acordado entre ambas partes y el contrato de servicios legal, además de manifestarle también su oposición a realizar este cobro al ICE, y eventualmente solo cobrar las costas efectivamente incurrido durante la preparación y tramitación del proceso.

El ex asesor interpone este proceso para que Chucás cobre al ICE las costas que según su criterio le son adeudas amparándose en el Laudo. Solicitó embargo de cuentas bancarias, pagos debidos a Chucás por parte del ICE, y anotación de propiedades. Chucás presentó su oposición al incidente y solicitó el levantamiento de los embargos.

El juez resolvió que se condenaba de manera prudencial un pago en favor del ex asesor por alrededor de US\$270K.

Ambas partes presentaron apelaciones contra la resolución del juzgador.

Estado actual y situación procesal: Se obtuvo resolución del Tribunal de Apelaciones rechazando ambas apelaciones de las partes. Se confirmó el monto condenado en primera instancia de aproximadamente US\$270K, más intereses.

Se está a la espera de confirmación por parte del Juez sobre la metodología correcta para calcular los intereses, ya que cada parte tiene una visión distintos sobre cómo debe computarse el cálculo. Chucás realizó un depósito judicial sobre el monto del principal condenado.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

29. Mercado de derivados energéticos

En mayo 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social del Grupo, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Al 31 de marzo de 2022, existen contratos de venta de futuros de energía vigentes por 15,48 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación. A su vez, a 31 de marzo de 2022 se liquidaron 2.52 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura.

Al 31 de marzo de 2022 la valoración de Trading cierra así:

<u>Operación</u>	<u>MTM</u>	<u>No. Operaciones</u>
Negocio	\$ (179.572)	52

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales a 31 de marzo de 2022 ascienden en efectivo en \$1.588.872 y en TES \$1.064.946, los cuales están a disposición del Grupo, pero como parte de su operación Trading, deben ser mantenidos como montos mínimos como efectivo y equivalente al efectivo.

30. Información sobre valores razonables

El valor razonable de los activos y pasivos financieros se presenta por el importe al que se podría canjear el instrumento en una transacción corriente entre partes de común acuerdo y no en una transacción forzada o de liquidación, de acuerdo a la política definida.

A continuación, se presenta los activos y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 31 de marzo de 2022:

Activos financieros (1)	Valor en libros	Valor razonable
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 1.778.778.947	\$ 1.782.966.896
Pasivos financieros (2)	Valor en libros	Valor razonable
Bonos emitidos	\$ 3.822.829.891	\$ 3.740.669.321
Préstamos bancarios	2.577.356.074	2.528.887.705
Obligaciones por leasing	338.162.088	327.628.912
Total de pasivos	\$ 6.738.348.053	\$ 6.597.185.938

- (1) El Grupo evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de marzo de 2022, factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

- (2) Las obligaciones financieras y arrendamientos financieros se catalogan dentro del nivel 2 de jerarquía dado que se pueden llegar a negociar o tranzar en mercados activos a precios de mercado en la fecha de medición. El valor razonable se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares. El Grupo emplea las tasas de descuento de la curva cero cupón de acuerdo con los vencimientos de cada emisión.

Los valores razonables del efectivo y equivalentes de efectivo y las cuentas por pagar comerciales, se aproximan a sus importes en libros, en gran medida, debido a los vencimientos a corto plazo de estos instrumentos.

Al 31 de marzo de 2022, el Grupo no presenta en su estado de situación financiera activos o pasivos financieros medidos por su valor razonable.

31. Categorías de activos financieros y pasivos financieros

Las categorías bajo NIIF 9 de los activos y pasivos financieros son las siguientes:

Activos Financieros	Al 31 de marzo de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 2.020.350.242	\$ -	\$ 213.701.458	\$ -
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	1.701.522.451	77.256.496	292.469.954	15.494.296
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	1.190.629.347	-	18.351.128	-
Otros activos financieros	65.241.987	834.283.362	8.602.383	-
Total Activos Financieros a Costo Amortizado	4.977.744.027	911.539.858	533.124.923	15.494.296
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros activos financieros	240.290	48.758.851	4.162.635	-
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	240.290	48.758.851	4.162.635	-
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	10.922	16.001.598	-	481.721
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 10.922	\$ 16.001.598	\$ -	\$ 481.721

Pasivos Financieros	Al 31 de marzo de 2022		Al 31 de diciembre de 2021	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Otros pasivos financieros	\$ 2.183.250.930	\$ 4.628.401.211	\$ 632.953.457	\$ 1.771.817.266
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	1.652.200.360	-	300.189.124	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	3.703.911.171	-	45.442.837	-
Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado	7.539.362.461	4.628.401.211	978.585.418	1.771.817.266
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros pasivos financieros	7.898.196	1.257.398	41.864	-
Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	\$ 7.898.196	\$ 1.257.398	\$ 41.864	\$ -

32. Segmentos de Operación

A partir del proceso de fusión formalizado el día 01 de marzo de 2022, mediante escritura pública 562 de la notaría 11 de Bogotá, Emgesa S.A. E.S.P. como sociedad absorbente cambia su denominación a Enel Colombia S.A. E.S.P. y absorbe las sociedades colombianas Codensa S.A. E.S.P. Emgesa

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

S.A. E.S.P., Enel Green Power Colombia S.A. E.S.P. y la Sociedad Chilena ESSA2 S.p.A.; previo a la fusión, cada una de las compañías desarrollaba sus actividades al interior como un solo segmento de energía.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y filiales, se han organizado internamente por segmentos operativos, que han sido definidos con base en la NIIF 8 Párrafo 9 que tiene como punto de partida, la segregación que solicitan los organismos decisorios de la compañía para revisar y evaluar la gestión de los negocios; y por otra parte, los criterios establecidos en el párrafo 12 de la NIIF 8, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen características económicas similares.

Para cada uno de los segmentos, el Gerente General, el comité de dirección y la junta directiva de la Compañía, revisan los informes internos periódicamente.

En consecuencia, el Grupo ha definido los siguientes segmentos operativos, cuyos principales productos, servicios y operaciones son como se describen a continuación:

N°	SEGMENTO	OPERACIÓN
1	Generación	<ul style="list-style-type: none"> • Generación de energía, y • Comercialización de gas • Comercialización de bonos de carbono
2	Distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Distribución y comercialización de Energía • Servicio de alumbrado público (infraestructura) y • Otros negocios.

Adicionalmente, estos segmentos cumplen con los umbrales cuantitativos para la determinación de segmentos sobre los que se debe informar al 31 marzo de 2022.

La información financiera de los segmentos se determina aplicando a cada uno de ellos las políticas generales de la compañía descritas en el capítulo correspondiente.

A continuación, la información financiera por segmentos:

Resultados por segmentos para el periodo enero - marzo de 2022	Segmentos al 31 de marzo 2022			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 1.355.375.287	\$ 623.742.057	\$ (25.598.673)	\$ 1.953.518.671
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter segmentos	78.373.763	18.670.919	(97.044.682)	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 1.433.749.050	\$ 642.412.976	\$ (122.643.355)	\$ 1.953.518.671
Aprovisionamientos y servicios	(340.404.507)	(324.705.742)	(73.033.767)	(738.144.016)
Depreciación y amortización	(77.444.648)	(41.685.341)	-	(119.129.989)
Gastos de Personal	(35.466.243)	(11.455.598)	-	(46.921.841)
Otros ingresos (costos)	(50.276.049)	(12.308.919)	4.589.996	(57.994.972)
Ingresos por intereses	6.249.307	10.972.690	(3.751.713)	13.470.284
Gastos por intereses	(67.725.103)	(28.499.112)	2.951.705	(93.272.510)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Resultados por segmentos para el periodo
enero - marzo de 2022

	Segmentos al 31 de marzo 2022			Total
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	
Diferencias en Cambio	(2.950.064)	8.992.985	-	6.042.921
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	13.941.333	8.255.492	(22.196.825)	-
Resultados en venta y disposición de activos	(131.369)	(1.967)	-	(133.336)
Efecto en conversión	(1.002.897)	-	-	(1.002.897)
Otros rubros no monetarios:	\$ (9.609.146)	\$ (1.894.801)	\$ -	\$ (11.503.947)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(9.609.146)	(1.894.801)	-	(11.503.947)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	\$ 869.932.561	\$ 250.082.663	\$(214.083.960)	\$ 905.931.264
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(240.763.075)	(71.412.307)	-	(312.175.382)
Utilidad (pérdida) neta	\$ 629.169.486	\$ 178.670.356	\$ (214.083.960)	593.755.882

Posición Financiera por segmentos al 31 de marzo de 2022	Segmentos al 31 de marzo 2022			Total
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	
Propiedades, planta y equipo	\$ 12.851.733.559	\$ 6.838.445.821	10.120.005	19.680.059.375
Activos Intangibles	845.630.033	394.595.773	(29.980)	1.240.195.826
Cuentas por cobrar	3.165.207.423	1.316.124.895	(1.744.151.223)	2.737.181.095
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.604.414.223	108.443.624	(4.712.857.847)	-
Otros Activos	2.636.487.130	1.175.471.117	-	3.811.958.247
Total Activos Operativos	\$24.103.472.368	\$ 9.833.081.230	\$(6.467.159.055)	\$27.469.394.543
Otros pasivos financieros	2.604.199.303	4.216.608.432	-	6.820.807.735
Cuentas por pagar	4.791.131.570	2.673.733.593	(1.746.522.728)	5.718.342.435
Provisiones	364.534.782	79.287.483	-	443.822.265
Otros Pasivos	1.277.918.810	506.060.622	-	1.783.979.432
Total Pasivos Operativos	\$ 9.037.784.465	\$ 7.475.690.130	\$ (1.746.522.728)	\$ 14.766.951.867

Resultados por segmentos para el periodo
enero - marzo de 2022

	Ubicación Geográfica al 31 de marzo 2022					Total
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	1.861.566.313	3.281.966	73.504.229	40.764.836	(25.598.673)	1.953.518.671
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter segmentos	97.044.682	0	0	0	(97.044.682)	0
Ingresos de actividades ordinarias	1.958.610.995	3.281.966	73.504.229	40.764.836	(122.643.355)	1.953.518.671
Aprovisionamientos y servicios	(619.696.064)	0	(23.645.111)	(21.769.074)	(73.033.767)	(738.144.016)
Depreciación y amortización	(106.822.633)	(2.270.793)	(6.010.082)	(4.026.481)	0	(119.129.989)
Gastos de Personal	(42.588.753)	(782.596)	(1.913.069)	(1.637.423)	0	(46.921.841)
Otros ingresos (costos)	(42.456.582)	(1.434.946)	(11.459.036)	(7.234.404)	4.589.996	(57.994.972)
Ingresos por intereses	13.325.023	1.432.433	2.117.837	346.703	(3.751.712)	13.470.284
Gastos por intereses	(92.624.856)	(1.789.240)	(1.653.944)	(156.175)	2.951.704	(93.272.511)
Diferencias en Cambio	5.570.708	535.271	1.988	(65.046)	0	6.042.921
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	22.196.825	0	0	0	(22.196.825)	0
Resultados en venta y disposición de activos	(134.233)	768	0	129	0	(133.336)
Otros rubros no monetarios:	(11.503.947)	0	0	0	0	(11.503.947)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(11.503.947)	0	0	0	0	(11.503.947)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

Resultados por segmentos para el periodo
enero - marzo de 2022

	Ubicación Geográfica al 31 de marzo 2022					Total
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	1.083.876.483	(1.027.137)	30.942.812	6.223.065	(214.083.959)	905.931.264
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(300.333.857)	(782.547)	(10.426.420)	(632.558)	0	(312.175.382)
Utilidad (pérdida) neta	783.542.626	(1.809.684)	20.516.392	5.590.507	(214.083.959)	593.755.882

Posición Financiera por segmentos	Ubicación Geográfica al 31 de marzo 2022					Total
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	
Propiedades, planta y equipo	16.471.868.685	125.648.689	1.650.740.045	\$1.441.921.961	(10.120.005)	\$19.680.059.375
Activos Intangibles	647.374.251	194.438.646	112.329.223	286.083.686	(29.980)	1.240.195.826
Cuentas por cobrar	2.853.130.109	162.641.280	980.004.490	485.556.439	(1.744.151.223)	2.737.181.095
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	3.631.948.427	400.601.275	680.228.424	79.721	4.712.857.847	-
Otros Activos	2.273.232.752	464.377.412	858.879.452	215.468.631	-	3.811.958.247
Total Activos Operativos	25.877.554.224	1.347.707.302	4.282.181.634	2.429.110.438	(6.467.159.055)	27.469.394.543
Otros pasivos financieros	6.777.299.492	35	22.079.394	21.428.814	-	6.820.807.735
Cuentas por pagar	5.214.557.890	547.988.039	1.276.740.037	425.579.197	(1.746.522.728)	5.718.342.435
Provisiones	415.505.128	-	28.317.137	-	-	443.822.265
Otros Pasivos	1.592.222.739	32.570.898	156.581.916	2.603.879	-	1.783.979.432
Total Pasivos Operativos	13.999.585.249	580.558.972	1.483.718.484	449.611.890	(1.746.522.728)	14.766.951.867

33. Temas relevantes

Medidas impacto Covid-19

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud declaró el brote de Coronavirus COVID-19 una pandemia, debido a su rápida propagación por el mundo, habiendo afectado a más de 150 países. La mayoría de los Gobiernos están tomando medidas restrictivas para contener la propagación, que incluyen: aislamiento, confinamiento, cuarentena y restricción al libre movimiento de personas, cierre de locales públicos y privados, salvo los de primera necesidad y sanitarios, cierre de fronteras y reducción drástica del transporte aéreo, marítimo, ferroviario y terrestre. En Colombia, el Gobierno ha adoptado diversas medidas legislativas para paliar los efectos adversos, tanto humanos como económico-financieros, que se pudieran dar, en su caso, ocasionados por esta crisis sanitaria por el COVID-19.

Para mitigar los impactos económico-financieros de esta crisis, el Gobierno Colombia ha adoptado diversas medidas en el plano empresarial, financiero y fiscal-tributario, encaminadas a asegurar la continuidad de la actividad empresarial; y, en particular, en determinados sectores de actividad del país.

El Grupo ha venido adoptando un conjunto de medidas con el fin de mitigar el impacto del COVID-19 en el desarrollo de su actividad, así como el cumplimiento de las medidas establecidas por el Gobierno Nacional.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
 (En miles de pesos)

A continuación, se detalla el Plan de Contingencia implementado por el Grupo, el cual se estructuró en cuatro puntos focales principales:

Protección del Personal: El Grupo ha implementado una serie de medidas para proteger el recurso humano técnico que se encuentra ubicado en las centrales de generación, así como el personal administrativo y de apoyo ubicado en los edificios corporativos, minimizando así el número de personas necesarias presenciales en plantas y oficinas, con el fin de reducir el riesgo de infección.

Tras la activación del Plan de continuidad de negocio el pasado 9 de marzo de 2020, las primeras medidas que adoptó el Grupo fue la cancelación de viajes nacionales e internacionales, los eventos corporativos y las formaciones internas grupales; así mismo, realizó un fuerte llamado al autocuidado individual mediante campañas que activó a través de medios internos. Estas medidas se han mantenido, además de prevención de covid el Grupo ha promovido información sobre la vacunación como una medida para mitigar el impacto del contagio de Covid.

Al 31 de marzo de 2022 aunque el gobierno ha flexibilizado las medidas (circular 0392 del 25 de marzo del 2021) el Grupo mantiene las medidas de bioseguridad como el distanciamiento de 1.5 metros en las instalaciones, prevalece el trabajo en casa para las personas que sus funciones los permita, campañas de autocuidado y además se ha logrado la certificación en operaciones bioseguras con el instituto ICONTEC.

En total el 51% de los trabajadores están realizando su tarea a través de esta modalidad. El 49% asiste a las centrales de forma permanente u ocasional de acuerdo con las necesidades del servicio. Manteniendo el criterio que todas las personas que salen a la operación deben tener prueba PCR negativo y posterior presenta seguimiento médico.

Al grupo de personas que trabajan en terreno, el Grupo hizo entrega de los elementos de protección necesarios para la realización de sus actividades con todas las medidas de seguridad; así mismo, se optimizaron de manera estratégica los turnos de operación, se evalúa periódicamente la flexibilidad operativa y se realiza un monitoreo permanente de salud y campañas de prevención lideradas por la subgerencia de HSEQ para los trabajadores y las familias. Sumado a esto, se realiza estricto cumplimiento a todos los protocolos de limpieza y desinfección de zonas comunes.

Al 31 de marzo de 2022 el 98% de los trabajadores cuentan con por lo menos una dosis. a través de la ANDI ha asegurado la vacunación de 5.287 personas, este proceso inició en el mes de julio de 2021 incluyendo a los empleados, un familiar por empleado y algunos contratistas esenciales que aún no se hayan vacunado con el gobierno nacional, el valor del esquema completo por persona es de \$213.718 que cubre dos dosis sinovac: incluye compra del biológico, transporte y logística de aplicación. En noviembre 2021 el gobierno habilita la vacunación de los hijos de los trabajadores mayores de 3 años. Con corte al 31 de marzo de 2022 a través de este esquema se han vacunado 3.756 personas distribuidas entre 923 trabajadores directos, 1.558 contratistas, 1.274 familiares.

Solidez financiera y acceso a financiación: A pesar de los posibles impactos debido a la circulación de la variante Ómicron, el Grupo mantiene una posición financiera estable, que le permite enfrentar de forma eficaz los retos de la contingencia por el COVID19. Adicionalmente, como medida preventiva, el Grupo cerró en el mes de abril, una línea comprometida por USD\$103 Millones de uso inmediato en caso de ser necesario, con vigencia de un año, de este monto queda disponible para su

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial) **Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados** (En miles de pesos)

utilización USD\$42 millones, Igualmente el Grupo tiene acceso amplio a financiamiento para hacer frente a necesidades de caja futuras en el mercado local e internacional en caso de requerirse y en el mes de marzo de 2022 su calificación de riesgo fue afirmada en “AAA” en escala nacional, y BBB con Outlook estable en escala internacional por Fitch Ratings. A la fecha no hay impactos materiales en los ingresos, utilidad neta, flujo de caja y patrimonio. En caso de presentarse algún impacto significativo, éste será informado oportunamente al mercado.

Servicio al cliente y Operaciones Comerciales Sólidas:

Segmento Generación

Se realiza 100% de la atención a los clientes de manera virtual; adicionalmente, a través de webinars se ha lanzado información para incentivar el pago a través de canales virtuales, además del botón de pago en la página web y los esquemas de atención no presencial. El 100% de la facturación es electrónica y la respuesta a los PQR's se realiza mediante aplicativo, dando respuesta al cliente de manera directa por correo electrónico.

Segmento Distribución

Durante el primer trimestre 2022 continuamos fortaleciendo nuestro modelo de atención apalancado en herramientas digitales, de igual manera, los canales formaron parte de la estrategia de despliegue del cambio de marca, posicionando entre los clientes el abanico de canales digitales como el App móvil, la página Web, WhatsApp Business, Facebook Messenger, chat de servicio, la atención de solicitudes a través del formulario de contacto y del correo electrónico, manteniendo los niveles de atención sin afectar a nuestros clientes.

Adicionalmente y en línea con la estrategia de digitalización, continuamos desarrollando transacciones en canales digitales. En el primer trimestre de 2022 se lanzó la funcionalidad de seguimiento de nuevas conexiones a través de la página web, así como la radicación de solicitudes de conexión para usuarios autogeneradores y generadores distribuidos.

Al 31 de marzo de 2022, las transacciones en los canales digitales representan el 83,5% del total de atenciones realizadas en servicio al cliente, que se vieron representadas en 1.7 millones de transacciones mensuales.

Actualmente, en el canal presencial reforzamos nuestra cobertura con el despliegue de las Móviles de Atención y Oficina Virtual en los 116 municipios de Cundinamarca y Bogotá. Así mismo, nuestras oficinas se distribuyen de la siguiente manera: 11 Centros de Servicio en Cundinamarca en los municipios de Soacha, Girardot, Facatativá, Chía, Fusagasugá, Ubaté, Puerto Salgar, Mesitas, Madrid, Zipaquirá y Villeta. En Bogotá contamos con los CSC de Av. Suba, Venecia, los Super Cades Cr 30, Américas, Suba, Bosa y 20 de Julio y los Cades de Plaza Américas, Servitá y Fontibón, para un total de 10 puntos de atención en la capital.

Suministro Sostenido: El cumplimiento de los contratos de suministro de energía y gas en el mercado mayorista y en el mercado no regulado se están llevando a cabo sin afectaciones. Se han adoptado todas las medidas establecidas por el Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas en la coyuntura actual.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su filial)
Notas a los Estados Financieros Intermedios Consolidados Condensados
(En miles de pesos)

El suministro de combustible para nuestras centrales térmicas se está llevando a cabo de forma estable conforme la situación energética del país.

En conclusión, con el plan de contingencia activado, el Grupo ha reaccionado positivamente tanto a nivel operativo como financiero, por tanto, en este momento no se han identificado riesgos sustanciales.

34. Reclasificación en los Estados Financieros

En la nota 6 Otros activos no financieros corriente y no corriente para efectos de comparabilidad al 31 de marzo de 2022, se reclasificó del rubro de otros deudores a la nota 7 Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corriente y no corriente por \$13.872.478 y \$879.431 respectivamente.

35. Eventos subsecuentes

Créditos Bancarios

El 5 de abril de 2022 el Grupo adquirió dos créditos:

- (1) Bancolombia S.A por \$480.000.000 a un plazo de 6 años, tasa de Interés: IBR 3M + 2.05% NATV, amortización a capital Bullet y pago de intereses trimestral.
- (2) Utilización cupo línea de crédito con Bank of Nova Scotia por US\$42.000.000, a un plazo de un año con tasa de Interés 0.90%, amortización a capital Bullet y pago de interés semestral.

Los recursos recibidos tendrán como destino propósitos Corporativos.

El 28 de abril de 2022 el Grupo recibió el desembolso de un crédito de Bancolombia bajo la línea Agrosostenible por un monto de \$250.000.000, a un plazo de 7 años, con periodo de gracia de 2 años. Los recursos recibidos tendrán como destino la financiación de inversiones en zonas rurales en el área de influencia donde operan las diferentes compañías del Grupo.

Decreto de dividendos

Enel Green Power Panamá S.R.L el 7 de abril de 2022 declaro dividendos por un monto de US\$50.983.005,06 correspondiente a la utilidad de los años 2020-2019-2018.



**INFORME DEL REVISOR FISCAL SOBRE EL REPORTE EN LENGUAJE eXTENSIBLE
BUSINESS REPORTING LANGUAGE (XBRL)**

Señores Accionistas
Enel Colombia S.A. E.S.P.:

Introducción

He revisado el reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) al 31 de marzo de 2022 de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus Filiales (el Grupo) (antes Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial), que incorpora la información financiera intermedia consolidada, la cual comprende:

- El estado de situación financiera intermedio consolidado condensado al 31 de marzo de 2022;
- El estado de resultados intermedio consolidado condensado y el estado del otro resultado integral intermedio consolidado condensado por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2022;
- El estado de cambios en el patrimonio intermedio consolidado condensado por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2022;
- El estado de flujos de efectivo intermedio consolidado condensado por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2022; y
- Las notas al reporte.

La administración es responsable por la preparación y presentación de este reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) que incorpora la información financiera intermedia consolidada de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, y por la presentación del reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) según instrucciones de la Superintendencia Financiera de Colombia. Mi responsabilidad consiste en expresar una conclusión sobre el reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) que incorpora la información financiera intermedia consolidada, basada en mi revisión.

Alcance de la revisión

He realizado mi revisión de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410 “Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad”, incluida en las Normas de Aseguramiento de la Información aceptadas en Colombia. Una revisión de información financiera intermedia consiste en hacer indagaciones,

principalmente con las personas responsables de los asuntos financieros y contables y la aplicación de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de una revisión es sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia y, por consiguiente, no me permite obtener seguridad de haber conocido todos los asuntos significativos que hubiera podido identificar en una auditoría. Por lo tanto, no expreso una opinión de auditoría.

Conclusión

Basada en mi revisión, nada ha llamado mi atención que me haga suponer que el reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL), que incorpora la información financiera intermedia consolidada de Enel Colombia S.A E.S.P (antes Emgesa S.A. E.S.P.) al 31 de marzo de 2022, no ha sido preparado, en todos los aspectos de importancia material, de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia e instrucciones de la Superintendencia Financiera de Colombia.



Sandra Marcela Barragán Cellamén
Revisor Fiscal de Enel Colombia S.A. E.S.P.
(antes Emgesa S.A. E.S.P.)
T.P. 177728 - T
Miembro de KPMG S.A.S.

13 de mayo de 2022