

**ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS
CONDENSADOS SEPARADOS**

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Al 30 de junio y por los períodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2023.

(Con cifras comparativas al 31 de diciembre de 2022 y por los períodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2022)

(Información no auditada con el Informe del Revisor Fiscal)

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado de Situación Financiera Intermedio Condensado Separado
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2022)
(En miles de pesos)

	Nota	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Activo			
<i>Activo corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	\$ 2.052.095.493	\$ 778.874.295
Activos financieros	5	36.168.127	167.503.746
Otros activos no financieros	6	77.952.106	41.335.368
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	1.922.619.927	1.637.471.435
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	16.851.010	622.875.651
Inventarios, neto	9	544.637.893	433.203.351
Activos mantenidos para la venta	10	152.173.183	44.579.938
Activos por impuestos de renta	11	5.842.707	5.842.707
Total activo corriente		\$ 4.808.340.446	\$ 3.731.686.491
<i>Activo no corriente:</i>			
Activos financieros no corrientes	5	\$ 36.236.731	\$ 68.198.935
Otros activos no financieros no corrientes	6	173.882.808	155.160.879
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7	51.252.695	58.016.906
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	12	3.271.853.280	4.490.467.911
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	13	787.016.903	790.755.191
Propiedades, planta y equipo, neto	14	18.723.841.122	17.766.782.288
Total activo no corriente		\$ 23.044.083.539	\$ 23.329.382.110
Total activo		\$ 27.852.423.985	\$ 27.061.068.601
Pasivo y patrimonio			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros corrientes	15	\$ 1.758.016.196	\$ 1.528.724.711
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	16	2.296.177.141	1.766.497.053
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	2.865.374.208	220.839.398
Otras provisiones corrientes	17	185.483.188	240.450.528
Pasivos por impuestos corrientes	18	139.217.550	757.200.199
Otros pasivos no financieros corrientes	19	353.771.064	296.820.223
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	20	109.491.751	123.678.198
Total pasivo corriente		\$ 7.707.531.098	\$ 4.934.210.310
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros no corrientes	15	\$ 6.085.256.549	\$ 5.868.531.265
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	16	-	23.418.755
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	22.138.452	18.690.829
Otras provisiones no corrientes	17	372.696.537	296.161.344
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	20	435.772.566	367.835.139
Pasivo por impuestos diferidos	21	264.191.231	380.289.561
Total pasivo no corriente		\$ 7.180.055.335	\$ 6.954.926.893
Total pasivo		\$ 14.887.586.433	\$ 11.889.137.203


Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado de Situación Financiera Intermedio Separado
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2022)
(En miles de pesos)


	Nota	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Patrimonio			
Capital emitido	22	\$ 655.222.313	\$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Primas por fusión		5.448.823.679	5.448.823.679
Otras reservas		1.851.635.302	1.882.254.998
Costos de capital		(6.508.367)	(6.508.367)
Otro resultado integral (ORI)		285.510.125	1.080.945.992
<i>Utilidad del periodo</i>		1.326.595.703	2.859.963.898
<i>Utilidades retenidas</i>		545.026.954	392.697.042
<i>Pérdidas retenidas</i>		(258.367.060)	(258.367.060)
<i>Utilidad por efecto de conversión a NIIF</i>		3.267.493.838	3.267.493.838
<i>Efecto patrimonial combinación de negocios</i>		(263.850.751)	(263.850.751)
Ganancias acumuladas		4.616.898.684	5.997.936.967
Total patrimonio		\$ 12.964.837.552	\$ 15.171.931.398
Total pasivo y patrimonio		\$ 27.852.423.985	\$ 27.061.068.601

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

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados separados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.

 Firmado por
LUCIANO
TOMMASI
Luciano Tommasi
Representante Legal

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

 Firmado por
ANDREA RODRÍGUEZ MUR
Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 11 de agosto de 2023)

Visto por FANNY AZUCENA
MARTINEZ SABA

Visto por LUZ DARY
SARMIENTO QUINTERO

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado de Resultados Intermedio, por Naturaleza, Condensado Separado
Por los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2023
(Con cifras comparativas por los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2022)
(En miles de pesos, excepto la utilidad por acción)


	Nota	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de		Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de	
		2023	2022	2023	2022
Ingresos de actividades ordinarias	23	\$ 7.183.135.776	\$ 4.797.737.883	\$ 3.704.823.500	\$ 2.936.171.570
Otros ingresos de operación	23	79.068.938	15.090.780	43.467.852	3.616.139
Total ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de explotación		7.262.204.714	4.812.828.663	3.748.291.352	2.939.787.709
Aprovisionamientos y servicios Margen de contribución	24	(3.524.962.077)	(1.884.154.632)	(1.819.668.673)	(1.172.661.405)
		\$ 3.737.242.637	\$ 2.928.674.031	\$ 1.928.622.679	\$ 1.767.126.304
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		78.802.221	47.066.787	41.489.457	35.352.817
Gastos de personal		(250.710.182)	(159.816.185)	(126.133.996)	(105.613.566)
Otros gastos fijos, por naturaleza		(289.159.306)	(201.776.240)	(150.078.334)	(137.397.214)
Resultado bruto de operación		3.276.175.370	2.614.148.393	1.693.899.806	1.559.468.341
Depreciaciones y amortizaciones		(409.157.232)	(299.713.217)	(209.384.139)	(193.392.469)
Pérdidas por deterioro		(26.159.650)	(74.523.115)	(7.200.565)	(61.996.273)
Resultado de operación		2.841.858.488	2.239.912.061	1.477.315.102	1.304.079.599
Ingresos financieros		142.949.763	42.416.793	74.598.305	31.847.010
Gastos financieros	25	(554.127.648)	(265.820.867)	(293.605.104)	(176.050.664)
Diferencias en cambio		37.227.998	(49.331.854)	19.530.500	(54.902.562)
Resultado financiero, neto		(373.949.887)	(272.735.928)	(199.476.299)	(199.106.216)
Resultado de otras inversiones					
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	12	(260.615.908)	106.803.456	(293.174.662)	86.829.073
Resultados en venta y disposición de activos, neto	26	147.411	(1.151.501)	1.031.529	(1.017.268)
Resultados antes de impuestos		2.207.440.104	2.072.828.088	985.695.670	1.190.785.188
Gasto por impuestos a las ganancias		(880.844.401)	(689.254.722)	(457.397.428)	(390.372.275)
Utilidad del periodo		\$ 1.326.595.703	\$ 1.383.573.366	\$ 528.298.242	\$ 800.412.913
Ganancia por acción básica		8.908	9.291	3.548	5.375
Número de acciones ordinarias en circulación		148.913.918	148.914.162	148.913.918	148.914.162

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

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados separados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.

 Firmado por
LUCIANO
TOMMASI
Luciano Tommasi
Representante Legal

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

 Firmado por
ANDREA RODRÍGUEZ MUR
Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 11 de agosto de 2023)


Visto por FANNY AZUCENA MARTINEZ SABA
Visto por LUZ DARY SARMIENTO QUINTERO

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado del Otro Resultado Integral Intermedio Condensado Separado
Por el periodo de tres y seis meses terminado el 30 de junio de 2023
(Con cifras comparativas por el periodo de tres y seis meses terminado el 31 de junio de 2022)
(En miles de pesos)


	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de		Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de	
	2023	2022	2023	2022
Utilidad del Ejercicio	\$ 1.326.595.703	\$ 1.383.573.366	\$ 528.298.242	\$ 800.412.913
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:				
Ganancias (Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	(9.113.385)	2.081.836	(11.256.436)	2.246.277
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(64.690.540)	57.922.971	(20.686.038)	46.629.688
Conversión método de participación	(556.047.042)	186.006.347	(386.368.031)	342.262.003
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	-	(79.996.688)	-	-
Efecto Fusión Enel Colombia - Efecto conversión moneda presentación	-	268.764.068	-	-
Otro resultado del periodo, antes de impuestos	\$(629.850.967)	\$ 434.749.793	\$ (418.310.505)	\$ 391.137.968
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:				
Ganancias (Pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	(247.061.742)	88.537.699	(158.955.154)	170.192.090
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	(247.061.742)	260.440.241	(158.955.154)	170.192.090
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo				
Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	79.903	-	-	-
Efecto fusión Enel Colombia - Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	15.281.807	-	-
Impuesto a las ganancias relativo a dividendos grabados	-	(151.255.493)	-	(2.560.370)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	79.903	(135.973.686)	-	(2.560.370)
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	81.396.939	(29.256.549)	55.655.433	(47.827.857)
Efecto fusión Enel Colombia - Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	-	(51.540.745)	-	-
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo	81.396.939	(80.797.294)	55.655.433	(47.827.857)
Total otro resultado integral	(795.435.867)	478.419.054	(521.610.226)	510.941.831
Resultado Integral Total	\$ 531.159.836	\$ 1.861.992.420	\$ 6.688.016	\$ 1.311.354.744

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

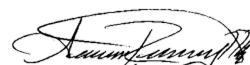
Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados separados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.

 Firmado por
LUCIANO
TOMMASI

Luciano Tommasi
Representante Legal

 Firmado por
ALBA LUCIA
SALCEDO RUEDA

Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.

(Véase mi informe del 11 de agosto de 2023)


5 Visto por FANNY AZUCENA Visto por LUZ DARY
MARTINEZ SABA SARMIENTO QUINTERO

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado de Cambios en el Patrimonio Intermedio Condensado Separado
Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2023
(Cifras comparativas por el periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2022)


	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 nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura de flujo de efectivo	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Método de Participación Subsidiarias	Total Otro resultado Integral	Ganancias acumuladas	Total patrimonio
Patrimonio Inicial al 01-01-2022	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
Cambios en el patrimonio															
Resultado integral															
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.383.573.366	1.383.573.366
Incrementos (disminuciones) fusión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120.333.056	(64.714.881)	268.764.068	324.382.243	-	324.382.243
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61.362.986	57.922.971	34.750.854	154.036.811	-	154.036.811
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	181.696.042	(6.791.910)	303.514.922	478.419.054	1.383.573.366	1861.992.420
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.476.239.985)	(3.476.239.985)
Incrementos (disminuciones) fusión	-	(6.508.367)	-	5.448.823.679	26.454.481	-	189.950.866	1.146.052.277	1.362.457.624	-	-	-	-	2.782.601.540	9.587.374.476
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	(23.178.308)	738.841	(22.439.467)	-	-	-	-	23.178.308	738.841
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	(6.508.367)	-	5.448.823.679	26.454.481	-	166.772.558	1.146.791.118	1.340.018.157	181.696.042	(6.791.910)	303.514.922	478.419.054	713.113.229	7.973.865.752
Patrimonio Final al 30-06-2022	655.222.313	(6.508.367)	113.255.816	5.448.823.679	354.065.638	178.127	381.958.956	1.146.791.118	1.882.993.839	184.113.629	(27.229.191)	303.514.922	460.399.360	\$ 4.521.546.435	13.075.733.075
Patrimonio Inicial al 01-01-2023	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	278.975.223	(117.352.484)	919.323.253	1.080.945.992	5.997.936.967	15.171.931.398
Cambios en el patrimonio															
Resultado integral															
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.326.595.703	1.326.595.703
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(174.778.188)	(64.610.637)	(556.047.042)	(795.435.867)	-	(795.435.867)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(174.778.188)	(64.610.637)	(556.047.042)	(795.435.867)	1.326.595.703	531.159.836
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(30.619.696)	-	(30.619.696)	-	-	-	-	(2.707.633.986)	(2.738.253.682)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(30.619.696)	-	(30.619.696)	(174.778.188)	(64.610.637)	(556.047.042)	(795.435.867)	(1.381.038.283)	(2.207.093.846)
Patrimonio Final al 30-06-2023	655.222.313	(6.508.367)	113.255.816	5.448.823.679	354.065.638	178.127	351.339.260	1.146.052.277	1.851.635.302	104.197.035	(181.963.121)	363.276.211	285.510.125	4.616.898.684	12.964.837.552

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


Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados separados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.

 Firmado por
LUCIANO
TOMMASI

Luciano Tommasi
Representante Legal

 Firmado por
ALBA LUCIA
SALCEDO RUEDA

Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 11 de agosto de 2023)

Visto por FANNY AZUCENA
MARTINEZ SABA


Visto por LUZ DARY
SARMIENTO QUINTERO

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado de Flujos de Efectivo, Separado, Método Directo, Intermedio Condensado Separado
Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2023
(Cifras comparativas por el periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2022)
(En miles de pesos)


	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2023	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2022
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	\$ 6.870.129.933	\$ 4.703.826.819
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	62.477.692	90.564.317
Otros cobros por actividades de operación	1.400.045.865	893.307.621
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(3.743.567.095)	(2.144.833.045)
Pagos y/o por cuenta de los empleados	(207.660.140)	(122.149.701)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(48.037.112)	(33.312.826)
Otros pagos por actividades de operación	(1.255.366.775)	(461.642.820)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	3.078.022.368	2.925.760.365
Impuestos a las ganancias pagados	(976.592.290)	(817.756.780)
Otras salidas de efectivo	(109.426.438)	(55.865.142)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	1.992.003.640	2.052.138.443
Flujos de efectivo (utilizados) provistos en actividades de inversión:		
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	31.498.781	-
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras	-	(4.386.800)
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(2.606.240)	-
Préstamos a entidades relacionadas	(5.000.000)	(128.965.287)
Compras de propiedades, planta y equipo e Intangibles	(1.501.974.655)	(619.319.470)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	(103.032.473)	(1.669.541)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	25.179.170	-
Cobros a entidades relacionadas	559.354.562	7.570.207
Dividendos recibidos	249.429.435	361.839.765
Intereses recibidos actividades de inversión	72.254.281	17.721.300
Entrada de efectivo proceso fusión	-	379.726.671
Flujos de efectivo (utilizados) provistos en actividades de inversión	(674.897.139)	12.516.845
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación:		
Importes procedentes de la emisión de acciones	-	378.750.000
Importes procedentes de préstamos	1.383.625.000	1.128.187.771
Reembolsos de préstamos	(1.071.246.746)	(715.889.353)
Dividendos pagados accionistas	(27.532)	(1.225.862.190)
Intereses pagados financiación	(419.807.063)	(218.647.885)
Intereses pagados por arrendamientos operativos (NIIF16)	(13.389.422)	(5.340.851)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF 16)	(13.511.122)	(7.787.043)
Otras entradas (salidas) de efectivo financiación	90.471.582	(44.109.823)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(43.885.303)	(710.699.374)
Incremento neto de efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 1.273.221.198	\$ 1.353.955.914
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	778.874.295	211.368.752
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	\$ 2.052.095.493	\$ 1.565.324.666

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

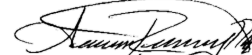
Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados separados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.

 Firmado por
LUCIANO TOMMASI

Luciano Tommasi
Representante Legal

 Firmado por ALBA
LUCIA SALCEDO
RUEDA

Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.

Visto por FANNY AZUCENA MARTINEZ
SABA

(Véase mi informe del 11 de agosto de 2023)

7

Visto por LUZ DARY SARMIENTO
QUINTERO



KPMG S.A.S.
Calle 90 No. 19c - 74
Bogotá D.C. - Colombia

Teléfono +57 (601) 618 8000
+57 (601) 618 8100

www.kpmg.com/co

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 separada que se adjunta, al 30 de junio de 2023 de Enel Colombia S.A. E.S.P. (la Compañía), la cual comprende:

- el estado de situación financiera intermedio condensado separado al 30 de junio de 2023;
- el estado de resultados intermedio condensado separado y el estado del otro resultado integral intermedio condensado separado por los períodos de tres y seis meses que terminaron el 30 de junio de 2023;
- el estado de cambios en el patrimonio intermedio condensado separado por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2023;
- el estado de flujos de efectivo intermedio condensado separado por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2023; y
- las notas a la información financiera intermedia.

La administración es responsable por la preparación y presentación de esta información financiera intermedia condensada separada 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 separada, 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 separada al 30 de junio de 2023 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.



Digitally signed by
Andrea Rodríguez M.
Date: 2023.08.11
10:22:27 -05'00'

Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal de Enel Colombia S.A. E.S.P.
T.P. 145083 - T
Miembro de KPMG S.A.S.

11 de agosto de 2023

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

1. Información general	9
1.1 Ente económico	9
1.2 Comercialización de Gas	11
1.3 Contratos de colaboración empresarial	11
1.4 Marco legal y regulatorio	12
2. Bases de presentación	25
3. Políticas contables	28
4. Efectivo y equivalentes al efectivo	28
5. Activos financieros	30
6. Otros activos no financieros, neto	32
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	33
8. Saldos y transacciones con partes relacionadas	35
9. Inventarios, neto	43
10. Activos no corrientes mantenidos para la venta	44
11. Activos por impuesto sobre la renta	45
12. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	45
13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	51
14. Propiedades, Planta y Equipo, neto	53
15. Pasivos financieros	56
16. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	60
17. Provisiones	61
18. Pasivos por impuestos corrientes	75
19. Otros pasivos no financieros	77
20. Provisiones por beneficios a los empleados	78
21. Impuestos diferidos, neto	82
22. Patrimonio	84
23. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	85
24. Aprovisionamientos y servicios	89
25. Gastos financieros	89
26. Resultado en venta de activos	90
27. Sanciones	91
28. Contingencias	92
29. Mercado de derivados energéticos	103
30. Información sobre valores razonables	103
31. Categorías de activos financieros y pasivos financieros	104
32. Segmentos de operación	105
33. Reclasificación en los estados financieros	105
34. Temas Relevantes	106
35. Eventos subsecuentes	106

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

1. Información general

1.1 Ente económico

Enel Colombia S.A. E.S.P. (en adelante “la Compañía”) es una sociedad anónima comercial constituida de acuerdo con las leyes colombianas como una empresa de servicios públicos, regulada por las Leyes 142 y 143 de 1994.

La Compañía 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, con aporte de los activos de generación del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. (antes Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.) con el 51.51% de las acciones (ordinarias y preferenciales sin derecho a voto) y los aportes en efectivo de los demás inversionistas con el 48.49% de las acciones (ordinarias).

La Compañía es de origen colombiano, tiene su domicilio y oficinas principales en la Calle 93 No. 13 – 45 Piso 1°, Bogotá D.C. su término de duración es indefinido.

La Compañía 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 documento privado del 10 de marzo de 2022, inscrito el 25 de marzo de 2022 bajo el No. 02807497, en el que la sociedad extranjera Enel S.P.A (Matriz) comunica que ejerce Situación de Control y que se configura Grupo Empresarial de manera directa sobre la sociedad Enel Américas S.A. (Filial) quien a su vez ejerce control de manera directa sobre las sociedades Enel Colombia S.A. E.S.P. y Energía y Servicios South América SPA (Subordinadas); a su vez, la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. (Subordinada), ejerce control de manera directa sobre las sociedades Inversora Codensa S.A.S. (hoy Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.), Fundación Enel Colombia, Guayepo Solar S.A.S., Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S., Atlántico Photovoltaic S.A.S. E.S.P., Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., EGP Fotovoltaica La Loma S.A.S. - En Liquidación, Latamsolar Energías Renovables S.A.S. y Latamsolar Fotovoltaica Sahagún S.A.S. (Subordinadas).

Se encuentra pendiente la actualización de la situación de control y grupo empresarial, en el sentido de indicar que, en atención a la venta de las acciones de la sociedad Colombia ZE S.A.S. el día 21 de abril de 2023, la situación de control indirecto y grupo empresarial que ejercía Enel Colombia S.A. E.S.P. por medio de la sociedad Colombia ZE S.A.S. sobre la sociedad Bogotá ZE S.A.S. finalizó y, en consecuencia, el control indirecto y grupo empresarial que ejercía Enel Colombia S.A. E.S.P. por medio de la sociedad Bogotá ZE S.A.S. sobre las sociedades Fontibón ZE S.A.S. y Usme ZE S.A.S. finalizó.

Objeto Social – La Compañía tiene por objeto 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. Adicionalmente la sociedad como parte de su objeto social podrá: Adquirir, construir, operar, mantener y explotar comercialmente plantas de generación eléctrica de cualquier tecnología tales como, pero sin limitarse a, hidráulica, térmica, fotovoltaica y eólica, realizar obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica, ejecutar todas las actividades relacionadas con la exploración, desarrollo, investigación, explotación, comercialización, almacenamiento, mercadeo, transporte pétreo; así como, el manejo administrativo, operacional y técnico relacionado con la producción de minerales y la exploración y explotación de yacimientos en la República de Colombia, incluyendo la compra, venta, alquiler, distribución, importación y exportación de materias primas, elementos, maquinaria y equipos para el sector minero; la importación de combustibles líquidos derivados del petróleo para la generación de energía; así como; la importación

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

de gas natural para la generación de energía y/o su comercialización. De igual manera la Compañía podrá adquirir, gestionar y operar otras empresas de servicios públicos, celebrar y ejecutar contratos especiales de gestión con otras empresas de servicios públicos en Colombia o en el exterior; vender o prestar bienes y/o servicios a otros agentes económicos dentro o fuera del país, relacionados con los servicios públicos. Participar en cualquier forma consorcial y/o de colaboración empresarial con personas naturales y jurídicas, nacionales o extranjeras, para adelantar actividades relacionadas, conexas o completarias con su objeto social; Promover y fundar establecimientos de comercio o agencias en Colombia y en el exterior; Adquirir a cualquier título toda clase de bienes muebles o inmuebles, arrendarlos, enajenarlos, gravarlos y darlos en garantía; Explotar marcas, nombres comerciales, patentes, invenciones o cualquier otro bien incorporal; Participar en licitaciones públicas y privadas; Celebrar y ejecutar toda clase de contratos y actos, bien sea civiles, laborales, comerciales o financieros, tales como, pero sin limitarse a, contratos de seguros, transporte, cuentas en participación, así como todo tipo de contratos con entidades bancarias y/o financieras y en general celebrar y ejecutar actos y contratos de cualquier naturaleza que sean necesarios, convenientes o apropiados para el logro de sus fines; Participar en mercados de derivados financieros de commodities energéticos; vender cualquier producto o sub producto derivado de la operación de plantas de generación diferente de la energía eléctrica, así como cualquier otro producto que tenga como componente alguno de los anteriores; dar a, o recibir de, sus accionistas, matrices, subsidiarias y terceros, dinero en mutuo; girar, aceptar, endosar, cobrar y pagar toda clase de títulos valores, instrumentos negociables, acciones, títulos ejecutivos y demás; participar con entidades financieras como corresponsal bancario y de seguros; realizar actividades de apoyo a Operadores de Servicios Postales debidamente habilitados y registrados por el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones en beneficio de sus clientes y de terceros; desarrollar líneas de negocio tales como: (i) gestión integral del servicio de alumbrado público; (ii) eficiencias energéticas, lo cual incluye, iluminación especial, desarrollo de ciudades y edificios inteligentes y sostenibles, domótica, sustitución de tecnología; (iii) movilidad eléctrica masiva, pública o privada; (iv) prestación de servicios de asesorías, interventoría, consultoría, estudios, análisis de información, procesamiento de datos de cualquier tipo; (v) comercialización de toda clase de productos propios y/o de terceros, tales como pero sin limitarse a seguros, suscripciones, servicios de mantenimiento de instalaciones y equipos; servicios de asistencia integrales tales como, médica, funeraria, al hogar y mascotas. En desarrollo de todas estas líneas de negocio, la sociedad podrá, financiar, proveer, administrar, operar, implementar y supervisar proyectos, ejecutar obras, entregar a cualquier título bienes y servicios, comercializar, mantener y en general desarrollar cualquier actividad que esté involucrada en la cadena de producción de dichos bienes o servicios, lo anterior en beneficio de sus clientes y de terceros, dentro o fuera del país; adelantar las acciones necesarias para preservar el medio ambiente y las buenas relaciones con comunidades en la zona de influencia de sus proyectos. Cualquiera de las actividades previstas en este objeto social, las podrá realizar la Compañía: (i) directamente o como socia o accionista en otras sociedades mercantiles con cualquier objeto social, en especial, pero sin limitarse a, entidades financieras que presten servicios de banca tradicional y/o digital, otras empresas de servicios públicos, previa autorización de la Junta Directiva con independencia del monto de la inversión, o (ii) a través de cualquier tipo de contrato de colaboración empresarial, todo lo anterior dentro o fuera del país.

La Compañía cuenta con 12 centrales de generación hidráulica, 2 térmicas y 1 parque solar, ubicadas en los departamentos de Cundinamarca, Huila, Bolívar y Cesar:

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]
Guavio	Hidráulica	1.250
Betania	Hidráulica	540
El Quimbo	Hidráulica	400
Guaca	Hidráulica	324
Paraíso	Hidráulica	276
Dario Valencia	Hidráulica	150

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

Tequendama	Hidráulica	57
Salto II	Hidráulica	35
Charquito	Hidráulica	19
Limonar	Hidráulica	18
Laguneta	Hidráulica	18
Menor Guavio	Hidráulica	10
Termozipa	Térmica	226
Cartagena	Térmica	175
El Paso*	Solar	86

*El Paso Solar. Valor en DC. La capacidad declarada por E&CM ante XM para efectos de liquidaciones corresponde a 67 MWac. La fecha de operación comercial (COD) se estima en el mes de noviembre de 2023.

Nota: Actualmente se encuentran en construcción los proyectos solares La Loma, Fundación, Guayepo I y II.

1.2 Comercialización de Gas

Las ventas realizadas entre enero y junio de 2023 fueron de 34.2 Mm³, volviendo a posicionarnos en la Costa Atlántica y aportando a la generación de energía eléctrica con gas natural.

Para el 2023 la Compañía se mantiene activa en todos los procesos de compra y venta del mercado secundario a través de negociaciones de suministro y transporte intradiarias.

1.3 Contratos de colaboración empresarial

La Compañía y Scotiabank Colpatria S.A. celebraron un acuerdo de colaboración empresarial Open Book con el objeto de proveer productos y servicios financieros a los usuarios del servicio público de energía en las categorías residenciales y comerciales, el cual está vigente desde 1 de noviembre de 2019 y la fecha de terminación del acuerdo que será cuando se surtan todos los trámites para la constitución de una compañía de financiamiento "NewCo" y se transfiera la cartera a la nueva compañía; como se establece en el Acuerdo Marco de Inversión suscrito el 31 de octubre de 2019.

El 12 de febrero de 2021 ha quedado en firme la Resolución 0054 del 26 de enero de 2021 de la Superintendencia Financiera de Colombia, mediante la cual autorizó en asocio con Scotiabank Colpatria S.A. y otros accionistas, la constitución de Crédito Fácil Codensa S.A. Compañía de Financiamiento, la compañía fue registrada ante Cámara de Comercio de Bogotá el 31 de marzo de 2021, este trámite ha sido notificado a la Superintendencia Financiera de Colombia.

El 10 de diciembre de 2021, se realizó la primera capitalización correspondiente al 50% del aporte de capital total acordado entre las partes. Adicionalmente, se ha realizado la entrega de los certificados provisionales de las acciones y el registro en el libro de registro de acciones de la NewCo, y acreditación del aporte de capital inicial. De esta forma se logra el primer cierre establecido en la "Sección 3.03 Primer Cierre" del Acuerdo Marco De Inversión.

El 28 de enero de 2022, se realizó el segundo giro con el que se alcanza el 100% del aporte de capital acordado entre las partes (48,99% Enel Colombia S.A. E.S.P. y 51% Scotiabank Colpatria S.A.).

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

1.4 Marco legal y regulatorio

Estrategia y Gestión Regulatoria

La estrategia y gestión regulatoria liderada por la Gerencia de Regulación, Relacionamento 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, tanto a nivel nacional como local.

Desde la Gerencia se gestionan institucional y regulatoriamente, diferentes iniciativas que le aportan al cumplimiento de los objetivos de la Compañía 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, 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.

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.

Energía Eléctrica

En el año de 1994 se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia. La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea un ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Existe libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios.

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

Las transacciones de energía del sector eléctrico se fundamentan en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales y/o Subasta de Contratación de Largo Plazo – SCLP. Adicionalmente, los agentes del sector

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

pueden transar energía 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, así como garantizar la disponibilidad de la oferta de Energía, se cuenta con dos mecanismos: i) las subastas de Obligación de Energía Firme ("OEF") del esquema de "Cargo por Confiabilidad" y ii) las subastas de contratos de largo plazo como fomento a las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER).

En el caso de las OEF, están reguladas a través de distintas resoluciones de la CREG que determinan si las subastas se efectúan sobre plantas existentes o proyectos futuros, como por ejemplo la CREG 101-017 de 2022, que da la opción de participar a las plantas generadoras en base a gas natural, la CREG 101-004 de 2022, que estableció la oportunidad en que se asignarán las OEF 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, y la CREG 133 de 2021 que propone definir un esquema competitivo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes, la cual aún está en discusión.

En el caso de las subastas de contratos de largo plazo de FNCER, se encuentran respaldados por la promulgación de la Ley 1715 de 2014, el Decreto 2469 de 2014, y la Ley 1955 de 2019. Esta última, en su artículo 296, establece la obligatoriedad de los agentes comercializadores de adquirir un porcentaje mínimo de este tipo de energía (entre el 8 y el 10%). La legislación vigente se modernizó mediante la Ley 2099 de 2021, que establece el marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde entre otros se establecen los beneficios tributarios que se constituyen como incentivos.

La actividad de generación está compuesta por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía al mercado de energía mayorista (MEM), al precio resultante de procesos de libre competencia en el caso del cobro aplicado a los usuarios regulados, o a grandes clientes denominados clientes libres mediante contratos bilaterales.

Las empresas de transmisión que operan redes iguales o mayores 220 kV constituyen el Sistema Nacional de Transmisión (STN). Deben dar acceso a terceros en igualdad de condiciones y reciben un ingreso regulado por sus servicios. Los ingresos de transmisión incluyen un cargo de conexión que cubre el costo de instalación y un cargo por uso.

Los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con remuneración regulada por la CREG y soportada en criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio. Cualquier cliente puede acceder a la red de distribución pagando un cargo de conexión y/o un cargo de uso.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP) además de otras actualizaciones periódicas previstas en la regulación.

Dentro de las remuneraciones que reciben los distribuidores se encuentran la remuneración de las inversiones efectuadas las que se encuentran debidamente aprobadas por el regulador, en el caso la actividad de Distribución de Enel Colombia el último plan de inversión fue aprobado por la Resolución CREG 068 de junio de 2021.

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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

En febrero de 2022, la CREG publicó la Resolución 101 002 de 2022, que permite 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, estableciendo la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para plantas existentes para los períodos 2023-2024, y 2024-2025.

En marzo de 2022, la CREG publicó la resolución 101 001 de 2022 de Implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada - AMI. 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 implementación 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 usuarios. Esta resolución será revisada por la CREG con el fin de incorporar la sentencia C-186/22 del 1° de junio, mediante la cual la Corte Constitucional declara inexecutable el artículo 56 de la Ley 2099 de 2021, que no permitía trasladar a los usuarios, los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes.

Durante abril de 2022 el Ministerio de Minas y Energía publicó y puso en marcha la hoja de ruta de Energía Eólica Costa Afuera, como producto de un trabajo entre el Ministerio y el Banco Mundial. Dentro de la puesta en marcha se indicó que el país cuenta con un potencial desarrollable de 50 GW, en 12.200 km² de áreas identificadas en costas de Atlántico, Bolívar, Magdalena y Guajira a partir de lo cual se plantearon como metas 1 GW instalados en 2030, 3 GW al año 2040, y de 9 GW al año 2050, con un estimado de USD 27 Billones de inversiones requeridas, también partir de noviembre de 2021 y a través de la CREG 148 de 2021 se han reglamentado 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 marzo de 2022 el Departamento Nacional de Planeación publicó el documento CONPES 4075, "Política de Transición Energética", cuyo objetivo general es el de plantear el diseño e implementación de estrategias intersectoriales que mejoren la confiabilidad en el abastecimiento energético y que fomenten la transición energética impulsando un crecimiento sostenible, eficiente, tecnológico, ambiental y social.

En agosto de 2022, la CREG publicó la Resolución CREG 101-020 de 2022, estableciendo para el Mercado de Energía Mayorista un nuevo mecanismo de contratación tanto para atender la demanda del mercado regulado como la del no regulado presentado por Derivex S.A. E.S.P. y la Cámara de Riesgo Central de Contraparte donde pueden participar generadores y comercializadores a través de comisionista de bolsa. Igualmente, en agosto de 2022, Mediante la Resolución CREG 101 018 de 2022 la Comisión de Energía y Gas – CREG creó el Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista, SIMEM, con el objeto de contar con un sistema centralizado de información del comportamiento de variables del mercado de energía mayorista, que permita unificar y publicar la información relevante para la toma de decisiones entre participantes del mercado y terceros interesados.

En el mismo mes, a través de la Resolución 101-024 de 2022, la CREG definió los procedimientos, y adoptó otras disposiciones para la realización de las subastas del cargo por confiabilidad que se lleven a cabo a partir de la entrada en vigencia de la norma, así como las obligaciones de los participantes de estas subastas. La medida también estableció disposiciones adicionales para los responsables de asignaciones de obligaciones de energía firme.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

Cabe destacar también la Resolución 101-025 de 2022, mediante la cual la CREG modificó la Resolución 075 de 2021, estableciendo medidas que flexibilizan la norma previa en lo referente a la modificación de la Fecha de Puesta en Operación (FPO) por causales propias de los agentes, cuando los proyectos cuentan con un considerable nivel de avance (superior al 60% de avance).

Merece también la pena mencionar a la Resolución CREG 143 de 2021, publicada en el mes de agosto de 2022. Esta resolución, si bien al cierre de 2022 era una propuesta normativa, reviste importancia dado que, a través de esta, la Comisión establece las bases para la próxima modernización del Mercado de Energía Mayorista.

En agosto de 2022, mediante la Resolución MME 40283 de 2022 el Ministerio de Minas y Energía publicó los lineamientos para incentivar y aumentar la incorporación de los recursos energéticos distribuidos en el sistema eléctrico colombiano. Los recursos energéticos distribuidos están relacionados con los mecanismos de Respuesta de la Demanda, los vehículos eléctricos, la Generación Distribuida, los sistemas de Almacenamiento y la autogeneración.

En septiembre de 2022, producto de una controversia nacional originada en las altas tarifas de energía que vienen pagando los usuarios en el país, y que se ha dado también en el Congreso de la República con múltiples debates de control político a todas las entidades del sector, la CREG emitió las Resoluciones CREG 101-027, 101-028, 101-029 y 101-031, las cuales contienen medidas que buscan: (i) mitigar el alto impacto que tienen los indexadores inflacionarios sobre las componentes de transmisión y distribución de energía de la tarifa, (ii) establecer una optimización en los costos de arranque y parada en plantas térmicas, en aras de reducir costos de restricciones, (iii) abrir un mecanismo voluntario para que los comercializadores que atiendan usuarios finales, los comercializadores y los generadores desarrollen negociaciones para renegociar los precios, tiempos e indexadores de los contratos bilaterales de energía eléctrica, y (iv) establecer un mecanismo para permitir a los comercializadores diferir los pagos que deben realizar en el mercado mayorista y a los transmisores y los operadores de red.

En el mes de octubre de 2022, el Ministerio de Minas y Energía publicó el Plan de Inversiones para Colombia bajo el Programa de Integración de Energía Renovable de los Fondos de Inversión Climática (CIF-REI), el cual tiene por objetivo apoyar la transición energética justa del país. El presupuesto CIF-REI para Colombia será de hasta US\$70 millones en cofinanciamiento, que se espera movilice aproximadamente US\$230 millones provenientes de bancos multilaterales de desarrollo, bancos nacionales de desarrollo (Bancóldex y FDN), mercados de financiamiento de carbono y los sectores público y privado, proporcionando financiamiento en condiciones favorables y asistencia técnica no reembolsable.

En noviembre de 2022, mediante la Resolución CREG 105 003 se designó a Jose Fernando Prada Ríos para que ejerza las funciones de director ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

Durante el mismo mes, el Ministerio de Minas y Energía publicó el documento “Dialogo Social para definir la hoja de ruta de la transición energética justa en Colombia”. Dicho documento estableció la metodología para desarrollar la discusión a partir de la cual surgirá la nueva hoja de ruta de la transición energética que planteará el Gobierno Nacional. El documento planteó un periodo de 24 semanas para desarrollar dicho dialogo.

En diciembre de 2022, la Comisión de Regulación de Comunicaciones (CRC) dio a conocer su documento de Agenda Regulatoria para el periodo 2023-2024, el cual contiene 26 iniciativas (entre proyectos regulatorios, actividades y estudios), que se enmarcan en cinco pilares estratégicos: (i) Bienestar y derechos de los usuarios y las audiencias, (ii) Mercados y competencia, (iii) Innovación y mejora regulatoria, (iv) Gestión de grupos de valor y (v) Fortalecimiento institucional.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

En diciembre de 2022, a través de la Resolución CREG 101 032 de 2022, la CREG estableció los criterios y condiciones para la realización de las verificaciones de la aplicación de la regulación de la calidad del servicio en los sistemas de distribución local.

En diciembre de 2022, la Comisión publicó en definitiva la Resolución CREG 101 035 DE 2022 que modifica la CREG 101 010 de 2022, que tiene que ver con el cronograma de asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 1 de que trata la Resolución CREG 075 de 2021, en específico lo relacionado sobre el pronunciamiento de la UPME de la posición asignada a cada proyecto en las filas 1 y 2, y sobre los conceptos de conexión para dichos proyectos, pasando del 30 de diciembre de 2022 al 28 de febrero del 2023. Así mismo amplía el plazo de la implementación de la ventanilla única hasta el 30 de junio de 2023 (antes 31/Dic/22).

En diciembre de 2022, mediante la Circular CREG 123 de 2022 la Comisión puso en conocimiento de los usuarios y prestadores de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y combustibles líquidos, las instituciones relacionadas con estos sectores y demás interesados, la Agenda Regulatoria Indicativa para la vigencia 2023. Se destacan los siguientes temas en Energía Eléctrica: i) Revisión reglas de asignación de OEF a plantas existentes (Proyecto de resolución 133 de 2021) ii) Revisión precio de bolsa (Resolución definitiva de la propuesta aprobada para consulta, proyecto 701 025) iii) Estudio: Nuevos modelos de comercialización (Comunidades energéticas, productor marginal, P2P, recursos energéticos distribuidos, responsabilidades) iv) Armonización regulatoria interconexión Colombia Panamá Reglamentos Decisión CAN 816. En Gas Natural: i) Límites usuarios no regulados ii) Comercialización de los servicios de regasificación y en Transversal: i) Indexador: Continuación del trabajo que se ha venido realizando con el Banco de la República y el DANE para la definición de un indexador que refleje las especificidades de los sectores regulados por la CREG. Por su parte, destacamos además la expedición definitiva de la medición inteligente AMI para el primer semestre de 2023 y las bases para la metodología de la actividad de distribución como la nueva metodología de remuneración de la actividad de comercialización, ambas para el primer semestre de 2023.

En diciembre de 2022, la UPME publicó la agenda regulatoria con la lista de proyectos normativos de carácter general que expedirá durante el año 2023, de los cuales se destacan i) Declaratoria de proyecto urgente en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistema de Transmisión Regional (STR) ii) Determinación de las áreas de influencia de los operadores de red (OR, exclusivamente para lo relacionado con la vinculación de usuarios aislados a su mercado y se definen los criterios para la inclusión y conceptualización de proyectos con redes logísticas en los planes de expansión de cobertura de los operadores de red – PECOR presentados ante la UPME y iii) Se establecen las tarifas a cobrar por la prestación de servicios de planeación y asesoría para la emisión de conceptos sobre conexiones en el SIN por parte de la UPME.

En diciembre del 2022 se expide la reforma tributaria mediante la Ley 2277 de 2022, generando una sobretasa de 3pp para los años 2023 a 2026 a las hidroeléctricas.

En febrero de 2023, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG publicó la Resolución CRE 101 005 de 2023, por la cual amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022, en cuanto a la ampliación de las medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores ante el ASIC y LAC por otros cuatro (4) meses y hasta un 20% reconociendo los intereses respectivos.

En el mismo mes de febrero, mediante la Resolución 101 034A de 2022, la CREG expidió la norma mediante la cual se fijó la oportunidad para llevar a cabo la subasta de asignación de las obligaciones de energía firme (OEF) del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028. De esa forma la CREG convocó a todas las personas jurídicas, personas naturales o agentes que representen comercialmente plantas o unidades de generación existentes, existentes con obras, especiales y nuevas, en los términos establecidos en la Resolución

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

CREG 101 024 de 2022, a participar en la subasta de asignación de OEF. Será el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) quien llevará a cabo esta subasta de asignación.

En marzo de 2023, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 4-0234 de 2023, por la cual delegan funciones a la ANH. Lo anterior bajo el supuesto que en el ejercicio de la administración del recurso hidrocarburífero del país, la ANH cuenta con la suficiente experiencia, capacidad técnica y financiera para adelantar los procesos de investigación que contribuirán a la continuidad del diseño de la política que permite el aprovechamiento de las Fuentes No Convencionales de Energía y por tanto en el diseño de la política de transformación energética.

Igualmente, en marzo de 2023, mediante Resoluciones CREG 101-006/23 y 101-007/23, la Comisión emitió en firme el marco normativo que tiene como objeto establecer la metodología de cálculo de la energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), de plantas solares fotovoltaicas y plantas eólicas, así como los requisitos de reporte de información de estas plantas.

En marzo de 2023, la CREG mediante la Resolución CREG 101 008 de 2023 permitió la realización de convocatorias públicas con objeto exclusivo para compras de energía provenientes de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), con el fin de dar cumplimiento a la obligación señalada en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 donde indica que los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de FNCER.

En marzo de 2023 la CREG publicó el fallo de un conflicto entre Central Hidroeléctrica de Caldas S.A ESP-CHEC- e Ingenio Risaralda sobre la manera en la que se debe interpretar el contrato de conexión a la red eléctrica, referente al cobro de transporte de energía a través del laudo CREG 501 001 de 2023. Al respecto, cuando el autogenerador/cogenerador cuente con un equipo o dispositivo que controle los niveles de tensión o voltaje y la empresa de energía operadora de la red eléctrica no le haya señalado cómo se debe configurar el dispositivo, se dará por entendido que hubo una coordinación entre la empresa y el usuario autogenerador y aplicará la exención de pago por energía reactiva.

En abril de 2023, la Comisión de Regulación de Comunicaciones – CRC a través de la Resolución CRC 7120 de 2023 publicó de manera definitiva la nueva reglamentación de compartición de infraestructura eléctrica y de otros sectores para ser utilizadas en la instalación y ampliación de las redes de telecomunicaciones. Así mismo, en el marco de esta nueva norma, también se encuentra contemplado el análisis de algunas condiciones de compartición de infraestructura soporte del mismo sector de telecomunicaciones.

En mayo de 2023 la CREG expidió la Resolución 101 014 de 2023, a través de la cual se amplían los plazos para las actividades pendientes en el proceso de subasta de asignación de las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028, convocada mediante Resolución CREG 101 034A de 2022.

Durante el mismo mes de mayo, la CREG publicó la resolución CREG 101 015 de 2023, cuyo objetivo es ampliar el periodo de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022, relacionada con las medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores frente a generadores, transmisores y distribuidores. En específico, esta resolución propone la creación del tramo 3, que corresponde a los meses de mayo a agosto de 2023, para que los agentes comercializadores que atiendan la demanda regulada puedan diferir por 18 meses, a partir de septiembre de 2023, el pago de sus obligaciones facturadas por el ASIC y el LAC, frente a los agentes generadores, transportadores y distribuidores. La tasa de interés aplicable será la tasa de interés preferencial de colocación de créditos comerciales.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

Igualmente, en mayo de 2023 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó la Resolución CREG 101 016 de 2023, cuyo objetivo es adoptar medidas transitorias sobre los mecanismos de cubrimiento para las transacciones del mercado de energía mayorista (MEM).

El Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 fue expedido como ley en el 19 de mayo de 2023 (ley 2294). Se realizaron ejercicios de análisis y gestión sectorial por medio de gremios y también de manera directa. Por la naturaleza de esta norma, contempló disposiciones transversales para toda la cadena del sector. En lo correspondiente a generación, se destaca la modificación a las transferencias que deben asumir los proyectos FNCER (6% para plantas nuevas y 4% para plantas en operación) y la eliminación de la exención del impuesto sobre las ventas para paneles solares. Para distribución, se resalta la posibilidad de flexibilizar el plan de inversiones y la agilización de licenciamientos para proyectos de infraestructura, disposiciones que impulsan la movilidad eléctrica y otras que paralelamente la desincentivan, remuneración por el uso de la infraestructura por parte de telemáticos, promoción de autogeneración en edificios de la administración pública y normalización de redes en asentamientos subnormales. En cuanto a asuntos ambientales, se hacen relevantes las indicaciones para los planes de ordenamiento territorial, la creación de consejos territoriales del agua y la priorización del diálogo y concertación con población campesina. Finalmente, se habilitó a la empresa encargada del servicio de interconexión nacional (transmisión) para participar en las actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad, y se incluyeron algunos artículos para impulsar y financiar proyectos en torno a la transición energética.

En junio de 2023, el Ministerio de Minas y Energía publicó en firme el Decreto 0929 de 7 de junio de 2023, por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica. En este Decreto, el Ministerio define políticas para que posteriormente tanto la CREG como el Consejo Nacional de Operación reglamenten temas relacionados con: promoción de la participación ciudadana, el prestador de última Instancia – PUI, participación de la demanda en el mercado mayorista, remuneración de excedentes de energía en esquemas que utilicen las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, exoneración del cobro de energía reactiva a los autogeneradores a pequeña escala con FNCER, mecanismos de compra de energía para el mercado regulado, y la valoración de recursos de generación en el corto plazo.

Igualmente, en el mes de junio la CREG anunció la aprobación de los reglamentos operativos, comerciales y del coordinador regional que regirán el funcionamiento del nuevo Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP), que comprende la realización de transacciones internacionales de electricidad coordinadas entre Colombia, Ecuador y Perú. Dichas transacciones se extenderían en un futuro a Bolivia y Chile en el marco de la iniciativa del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).

En el mismo mes, la CREG expidió la Resolución 101 017 de 2023, que tiene como propósito modificar el cronograma de asignación de transporte del año 2023, con el fin de dar un plazo adicional al responsable de la asignación de capacidad de transporte para terminar las tareas en ejecución, revisar y ajustar, en caso de ser necesario, las situaciones señaladas sobre el procedimiento y preparar las actividades requeridas para el siguiente proceso de asignación de capacidad.

Aspectos Ambientales

En materia ambiental, la Ley 99 de 1993 da estructura y lineamientos a la política ambiental en Colombia reuniendo los elementos de la Declaración de Río, creando el Ministerio de Ambiente, así como 16 Corporaciones Autónomas Regionales, reestructurando las 18 existentes, modificó la legislación en materia de licencias ambientales, tasas retributivas, tasas por uso del agua, destinación de recursos financieros para la gestión ambiental, y sanciones por infracción de las normas ambientales.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

Así mismo, estableció el Sistema Nacional Ambiental-SINA, que es el conjunto de normas, recursos, programas e instituciones que permiten la ejecución de los principios generales ambientales contenidos en la Ley.

De igual forma, mediante el Decreto 1076 del 26 de mayo de 2015, se realiza la compilación de las normas ambientales expedidas por el Gobierno Nacional, específicamente, todos los decretos 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.

Así mismo, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS, publicó el 11 de agosto de 2016, la Resolución 1312, la cual adopta los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA), requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental; así como, la Resolución 1670 del 15 de agosto de 2017 mediante la cual adoptó los términos de referencia para la elaboración del EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de energía solar fotovoltaica.

Entendiendo los ajustes normales que se tiene en el desarrollo de los proyectos eléctricos, el MADS expidió la Resolución 0859 de 2022, en la cual se establece el listado de cambios menores o ajustes normales en los proyectos de presas, represas, trasvases o embalses y en proyectos de sector de energía eléctrica, que cuenten con licencia ambiental.

Teniendo en cuenta el actual vacío regulatorio que se tiene en materia de manejo de sedimentos, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, publicó los Lineamientos generales para el Manejo de sedimentos a nivel de cuenca hidrográfica en el marco de la Gestión Integral del Recurso Hídrico.

Adicionalmente, este Ministerio mediante Decreto 2462 del 28 de diciembre de 2018 establece que solo requerirán de Diagnóstico Ambiental de Alternativas – (DAA), los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa que provienen de biomasa para generación de energía con capacidad instalada superior a 10 MW, excluyendo las fuentes de energía solar, eólica, geotérmica y mareomotriz.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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 EIA para el trámite de licencia ambiental de proyectos de uso de biomasa para la generación de energía.

Por su parte, la UPME a través de la Resolución 703 de 2018 establece el procedimiento y los requisitos para obtener la certificación que avala los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014.

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.

En este sentido, el MME expidió los Decretos 1302 y 1475 de 2022, en los cuales se reglamentan las transferencias del sector eléctrico con destino a comunidades indígenas y a comunidades negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras.

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.

Para el año 2022 desde el gobierno nacional se continuó con la construcción del marco regulatorio de cambio climático, y mediante la Resolución 0019 de 2022 se realiza el ajuste de las tarifas del impuesto nacional a la gasolina y el ACPM y del impuesto al carbono. De igual manera, mediante la Resolución 172 de 2022 se crea la Comisión Intersectorial del Gabinete Presidencial para la Acción Climática.

A modo de complemento, cabe destacar que, en enero del 2023, la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales- DIAN expidió la Resolución 000012, “Por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM, y del impuesto al carbono”. De ésta, es fundamental tener en cuenta que en el Artículo 1. Base Gravable y Tarifa del Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM, los porcentajes de las mezclas ACPM – biocombustible para uso en motores diésel, se mantienen, sin embargo, la tarifa a la cual se liquidan cambia con respecto a la Resolución

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

19 de 2022. Y en el Artículo 2. Base Gravable y Tarifa del Impuesto Nacional al Carbono, se incluye el carbón sólido en el impuesto.

En pro de la Gestión del Cambio Climático, es importante destacar que la Asamblea Departamental de Cundinamarca expidió en Junio del 2023 la Ordenanza 0112/2023 “Por la cual se adopta la Política Pública de Gestión Integral del Cambio Climático del departamento de Cundinamarca 2023-2050, y se dictan otras disposiciones”. Esto con la finalidad de articular las estrategias de manera permanente con el Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA) para la implementación y seguimiento de la política pública a través de la Comisión Intersectorial de Cambio Climático (CICC) y a nivel territorial bajo las orientaciones del Nodo Regional Centro Oriente Andino.

Por su parte, el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 fue expedido como Ley el 19 de mayo de 2023 (Ley 2294), el Artículo 32. Modifica el artículo 10 de la Ley 388 de 1997, el cual modifica las determinantes de ordenamiento territorial y su orden de prevalencia, estableciendo en el Nivel 1, el de mayor importancia, las determinantes relacionadas con la conservación, la protección del ambiente y los ecosistemas, el ciclo del agua, los recursos naturales, la prevención de amenazas y riesgos de desastres, la gestión del cambio climático y la soberanía alimentaria.

Finalmente, el Presidente de la República sancionó la Ley 2273 de 2022 por la cual se aprueba el acuerdo regional sobre acceso a la información, participación pública y el acceso a la justicia en asuntos ambientales en América Latina y el Caribe adoptado en Escazú, Costa Rica.

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.

Por otra parte, y de acuerdo con el análisis, seguimiento de las transacciones y resultado de las negociaciones del mercado de gas natural, en agosto de 2017 la CREG mediante la Resolución 114 ajustó algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y compiló la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

La CREG continuando con su evaluación y propendiendo por ajustes al mercado de gas natural, y como resultado del proceso de consulta, análisis y comentarios de los agentes, publicó el 20 de febrero de 2019 la Resolución 021 de 2019, por la cual se modifica la Resolución 114 de 2017 donde se resaltan los principales ajustes: flexibiliza la duración, la fecha de inicio y la fecha de terminación de los contratos firmes bilaterales del mercado secundario; incorpora un contrato con interrupciones para negociar de manera bilateral en el mercado secundario; incorporar el contrato de transporte con firmeza condicionada en el mercado secundario; flexibilizar la fecha de inicio de contratos de largo plazo negociados bilateralmente en el mercado primario; incorporar los contratos de suministro con firmeza condicionada y opción de compra de gas en el mercado primario de suministro de gas.

Por otra parte, la Comisión ha expedido la Resolución 068 de 2020, a través de la cual se establece información transaccional adicional a ser declarada por los participantes en el mercado mayorista de gas natural prevista en el Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017, entre ellas a) Moneda de pago pactada en los Contratos y b) Tasa de cambio pactada en el contrato para efectos de la conversión de dólares a pesos colombianos para la liquidación y facturación.

A través de la Resolución CREG 135 del 03 de julio de 2020, la Comisión oficializa la selección de la Bolsa Mercantil de Colombia como el Gestor del mercado de gas natural, por un período de cinco (5) años que iniciarán su vigencia el día seis (6) de enero de 2021.

El Ministerio de Minas y Energía durante el mes de octubre del año 2020, publica la Resolución 40304, por la cual se adopta el plan de abastecimiento de gas natural y se adoptan otras disposiciones. Las obras que allí se consideran relevantes y que se incluyen son: Planta de regasificación del Pacífico, gasoducto entre Yumbo y Buenaventura, 3 obras de infraestructura de Transporte con bidireccionalidades, interconexión de los mercados de la Costa Atlántica y el centro del país y 2 refuerzos para el Valle de Cauca y Tolima Grande.

En el mes de noviembre se publica por parte de la Comisión la Resolución 185 de 2020, por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural. Esta norma, refleja mayor transparencia en los mecanismos de asignación, agiliza asignaciones de capacidad de transporte cuando las solicitudes superan la capacidad disponible del sistema, fija mecanismos para asignar la capacidad de proyectos del plan de abastecimiento, permite mejorar los procesos úselo o véndalo de largo y corto plazo para capacidad de transporte e incentiva la asignación eficiente de capacidad de transporte entre los participantes del mercado de gas.

En ese mismo mes se publica la Resolución CREG 186 de 2020, por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista (primario y secundario) de gas natural. Esta norma compila las modificaciones realizadas hasta la fecha sobre la Resolución CREG 114 de 2017 (Resoluciones CREG 140 y 153 de 2017, 008 de 2018 y 021 de 2019).

En el mes de diciembre de 2020 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, publica la Resolución 20201000057975 por la cual se define la asimilación de nuevas actividades a la cadena de prestación del servicio de gas combustible, se establecen los criterios de reporte de información para estos agentes y se dictan otras disposiciones. Sus efectos serán los establecidos en el artículo 17 de la Ley 1955 de 2019, para el desarrollo de las funciones de inspección, vigilancia y control, y para el cumplimiento de la regulación. Asimila la actividad de Regasificación, a la actividad de Transporte, actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas combustible, y asimila la actividad de comercialización de gas importado, a la actividad de comercialización, actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas combustible.

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

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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 Pública 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.

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

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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 Fórmula 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 fórmula 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.

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.

El 28 de abril de 2022 la CREG publicó el proyecto de resolución 702002 de 2022: “Por la cual se definen las condiciones para la clasificación de usuarios no regulados del servicio domiciliario de gas natural por redes”, el proyecto de resolución tenía como objetivo plantear modificaciones y ampliaciones de las condiciones para la clasificación de usuarios no regulados (UNR) del servicio domiciliario de gas natural por redes. Fija nuevas obligaciones para los comercializadores que atienden a UNR. Establece las condiciones, los periodos y las razones por las cuales un usuario puede optar por esta condición o ser clasificado como tal.

En el mes de agosto de 2022, la CREG publicó la Resolución 102 009 de 2022, mediante la cual se establecieron procedimientos particulares que deben aplicarse en la ejecución mediante procesos de selección de la infraestructura de importación de gas del Pacífico incluida en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 de 2017.

En octubre de 2022 la CREG publica la resolución CREG 102 011 de 2022, el propósito de este proyecto es adicionar un evento eximente en las resoluciones 185 de 2020 (Mercado Mayorista de Transporte Gas) y en la 186 de 2020 (Mercado Mayorista de Suministro Gas), el cual permitiría adicionar un quinto evento eximente de responsabilidad a las razones por las cuales se puede suspender un contrato tanto de suministro, como de transporte de gas, en este caso se podría invocar

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

un evento cruzado, en este caso en un contrato de transporte se podría invocar un evento eximente aduciendo una situación mantenimiento programado o reparación en suministro y así mismo se podría invocar un evento eximente en un contrato de suministro aduciendo un mantenimiento programado o reparación en transporte.

El 13 de Diciembre de 2022 el Ministerio de Minas y Energía presentó un informe denominado “Balance de Contratos de Hidrocarburos para la Transición Energética Justa”, en este documento el Ministerio de Minas y Energía con el apoyo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha actualizado su proyección de producción y reservas para la próximas dos décadas, en el informe se muestran escenarios en donde el déficit de gas ya no se presenta para finales de esta década sino que se traslada para el 2040 a 2045 bajo la premisa de no incorporar nueva exploración.

La CREG publica el 19 de enero de 2023 proyecto de resolución 702-009, con este proyecto la comisión pretende modificar la Resolución CREG 175 de 2021 (Cargos de Transporte de Gas Natural) con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994. La solicitud de modificación ha sido motivada por los planteamientos que le ha realizado uno de los dos transportadores más grandes del país. La CREG plantea en este proyecto un reconocimiento adicional en el componente de gastos de administración, Operación y mantenimiento (AOM) del cargo de transporte al incluir dos componentes nuevos: un componente de reconocimiento de coberturas financieras por un periodo de 5 años denominado: CUSD, y un componente de reconocimiento de activos que han cumplido su vida útil normativa (VUN) igualmente por un periodo de 5 años a una tasa de remuneración de 10.94%, denominado: RUVN.

En mayo de 2023 la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH publicó su informe periódico de Recursos y Reservas de Petróleo y Gas. Este informe consolida los reportes de las compañías que tienen contratos de Producción y Exploración en el País. Las reservas probadas de petróleo pasaron de 2.039 millones de barriles reportados en 2021 a 2.074 millones de barriles en 2022 (+1.71%). La relación Reservas Probadas/Producción (R/P) es de 7,5 años a 2022, en 2021 la relación era de 7,6 años. En cuanto a gas natural, al cierre de 2022 las reservas probadas se situaron en 2.82 terapiés cúbicos (Tpc); en 2021 tal nivel se encontraba en 3.163 TPC, registrándose entonces una reducción de 10.87%. La producción de gas comercializado fue 0.39 terapiés cúbicos lo que significa una relación Reservas Probadas/Producción (R/P) de 7.2 años; en 2021 se registraba un R/P de 8 años. El Ministerio de Minas y Energía, en el comunicado conjunto con la ANH que acompañó a la oficialización pública del informe, resaltó que en cuanto a recursos contingentes (aquellos que no hacen parte de las reservas), los recursos en gas pasaron de 2.6 TPC a 5.8 TPC relacionados principalmente en los campos offshore del país.

En junio de 2023, la CREG expidió la resolución 102 003 de 2023, que define una adición a los criterios de remuneración de las obras del PAGN (Plan de Abastecimiento de Gas Natural) definidas a través de las resoluciones CREG 102 008 de 2022 y CREG 102 009 de 2022, la adición responde a resolver un vacío dentro del reconocimiento de los beneficiarios de las obras PAGN asociado a la diferenciación entre Mercados Primario y Secundario de Transporte de Gas Natural.

2. Bases de presentación

La Compañía presenta sus estados financieros intermedios condensados separados 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 intermedios condensados separados incluyen información comparativa correspondiente al periodo anterior.

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

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

2.1. Principios contables

Los estados financieros intermedios condensados separados de la Compañía al 30 de junio de 2023, han sido preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34, Estados Financieros Intermedios, la cual hace parte de las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia para entidades del Grupo 1 (NCIF Grupo 1), 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, 938 de 2021 y 1611 de 2022. Las NCIF- Grupo 1 se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) completas, emitidas y traducidas oficialmente al español por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board – IASB, por sus siglas en inglés).

La Compañía aplica a los presentes estados financieros intermedios condensados separados, las siguientes excepciones contemplada en Título 4 Regímenes especiales del Capítulo 1 del Decreto 2420 de 2015, según modificaciones incluidas en el artículo 3 del Decreto 2131 de 2016:

- 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.
- Las participaciones en subsidiarias por parte de entidades controladoras deben reconocerse en los estados financieros separados de acuerdo con el método de participación (artículo 35 de la Ley 222), tal como se describe en la NIC 28.

Los presentes estados financieros intermedios condensados separados 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 de Enel Colombia S.A. E.S.P. Estos estados financieros intermedios condensados separados 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 cambios en la posición financiera y resultados obtenidos por la compañía desde la presentación de su estado financiero anual. Por lo tanto, estos estados financieros intermedios condensados separados deben ser leídos conjuntamente con los estados financieros separados al 31 de diciembre de 2022.

La Compañía 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 la Compañía emitió los primeros estados financieros comparativos bajo las NCIF a diciembre 31 de 2015.

Los presentes estados financieros intermedios condensados separados 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 condensados separados 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

La Compañía no presenta transacciones de carácter cíclico, estacionario u ocasional que deben ser revelados de forma independiente en los estados financieros intermedios condensados separados.

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

2.2. Base contabilidad de causación

La Compañía prepara sus estados financieros intermedios condensados separados, usando la base de contabilidad de causación, excepto por la información de los flujos de efectivo.

2.3. Nuevas normas incorporadas al marco contable aceptado en Colombia cuya aplicación efectiva es a partir de 1 de enero de 2023 y 2024.

La normatividad colombiana ha actualizado el marco técnico de las Normas de Contabilidad y de información Financiera aceptadas en Colombia, incorporando principalmente enmiendas a las normas que inician su vigencia a partir del 1 de enero de 2023 y 2024, permitiendo su aplicación anticipada.

La Compañía no ha adoptado anticipadamente estas normas en la preparación de estos estados financieros intermedios condensados separados y no espera impactos importantes de su aplicación.

2.4. Estimados y criterios contables relevantes

En la preparación de los estados financieros intermedios condensados separados se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la gerencia de la Compañía, 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.
- La vida útil de los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo.
- La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros.
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros.
- Los ingresos por energía entregada y no facturada derivados de la actividad de distribución que proceden de la prestación del servicio de energía, al quedar pendiente la lectura de los consumos en cada uno de los ciclos de facturación, los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico de la actividad de distribución, 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

- 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; los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación.
- Los ingresos derivados de los contratos de construcción se reconocen de acuerdo con el avance de los costos incurridos, aplicando el método de recurso.
- Las variaciones en los ingresos por cambios tarifarios, de acuerdo con las actualizaciones regulatorias.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos inciertos o contingentes.
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales surgidos de la licencia ambiental principalmente para nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar.
- 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 intermedios condensados separados.
- La obligación de desmantelamiento, cuando existe el requerimiento legal de hacerlo, se estima con base en la vida útil de la central y/o el parque.

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

3. Políticas contables

3.1 Políticas contables aplicables a los estados financieros intermedios condensados separados

Los presentes estados financieros intermedios condensados separados siguen las mismas políticas y métodos contables de cálculo, aplicados en los estados financieros del cierre del ejercicio 2022.

4. Efectivo y equivalentes al efectivo

	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Saldos en bancos	\$ 1.710.425.177	\$ 741.889.749
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (a)	211.657.429	36.983.913
Depósitos a corto plazo (b)	130.000.000	-
Efectivo en caja	12.887	633
	\$ 2.052.095.493	\$ 778.874.295

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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

Detalle por moneda (*)	Al 30 de junio de	Al 31 de diciembre de
	2023	2022
Pesos Colombianos	\$ 1.828.227.433	\$ 750.262.654
Dólares Americanos	223.868.060	28.611.641
	\$ 2.052.095.493	\$ 778.874.295

(*) Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 30 de junio 2023 y 31 de diciembre 2022 de \$4.191,28 y \$4.810,20 por US\$1, respectivamente.

- (a) El otro efectivo y equivalentes al 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 de la Compañía junto con la constitución de TIDIS para el pago de impuestos.
- (b) Corresponde a un certificado de depósito a término (CDT) a un plazo de 90 días de realización:

Entidad	Valor	Fecha de inicio	Fecha fin	Plazo	Tasa EA
Banco Colpatría S. A.	\$ 130.000.000	5/04/2023	5/07/2023	90	12,60%

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).

Al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022, la Compañía presenta garantías para respaldar las operaciones de futuros con trading.

Al 30 de junio de 2023 y al 31 de diciembre de 2022 el importe de la provisión por deterioro del efectivo y equivalentes al efectivo es de \$44.953 y \$20.583, respectivamente.

A 30 de junio de 2023, la Compañía presenta saldo por efectivo restringido, por valor de \$5.263.371 conformado por recursos de embargos ejecutados sobre las cuentas bancarias, los cuales se registran en cuentas exclusivas durante el periodo que perduren con esta clasificación.

A continuación, se detalla el movimiento de los pasivos que se originan por actividades de financiación al 30 de junio de 2023, incluyendo aquellos movimientos que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo:

	Saldo a 1 de enero de 2023	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo			Saldo a 30 de junio de 2023
		Importes procedentes préstamos	Pago de préstamos e intereses	Otros importes asociados al efectivo	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Bonos	\$3.232.918.315	\$ -	(\$ 765.886.219)	\$ 44.958	\$ 186.970.570	\$ -	-	\$ 2.654.047.624
Préstamos y obligaciones Bancarias	3.932.280.366	1.383.625.000	(725.167.590)	3.269.814	267.186.372	-	-	4.861.193.962
Pasivos por arrendamientos	227.441.849	-	(26.900.544)	(5.482.747)	13.353.112	14.040.856	-	222.452.526
Instrumentos derivados (*)	4.615.446	-	(106.752.144)	118.766.755	-	-	88.948.576	105.578.633
Total, pasivos por actividades de financiación	\$7.397.255.976	\$ 1.383.625.000	(\$1.624.706.497)	\$ 116.598.780	\$ 467.510.054	\$ 14.040.856	\$ 88.948.576	\$ 7.843.272.745

(*) Incluye pagos clasificados en actividades de inversión por \$103.032.473 y en actividades de operación por \$3.719.671. Adicionalmente, otros importes asociados al efectivo clasificados en actividades de operación por \$3.116.003, actividades de inversión por \$25.179.170 y en actividades de financiación por \$90.471.582.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

	Saldo a 1 de enero de 2022	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo			Saldo a 30 de junio de 2022
		Importes procedentes préstamos	Pagos, préstamos e intereses	Otros importes asociados al efectivo	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Bonos	\$ 1.870.489.779	-	\$ (422.879.550)	\$ 2.176.786.646	\$ 201.670.022	-	-	\$ 3.826.066.897
Préstamos y Obligaciones Bancarias	451.452.900	1.121.331.850	(511.657.688)	1.919.606.741	68.682.558	-	-	3.049.416.361
Pasivos por arrendamientos	82.774.592	-	(13.127.894)	122.332.014	6.183.920	39.790.564	-	237.953.196
Línea de Crédito	53.452	-	-	(53.452)	30.291	-	-	30.291
Instrumentos derivados	41.864	-	(44.109.823)	44.067.959	-	-	1.881.741	1.881.741
Securitización	-	6.855.921	-	-	-	-	-	6.855.921
Total, pasivos por actividades de financiación	\$ 2.404.812.587	\$1.128.187.771	\$ (991.774.955)	\$ 4.262.739.908	\$ 276.566.791	\$39.790.564	\$ 1.881.741	\$ 7.122.204.407

Al 30 de junio de 2023 se realizaron pagos por concepto de dividendos por valor de \$27.532 para accionistas minoritarios.

5. Activos financieros

	Al 30 de junio de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Instrumentos derivados de cobertura (1)	\$ 12.727.105	\$ 35.760.023	\$ 148.605.744	\$ 65.204.240
Fideicomisos	9.973.835	-	8.500.090	-
<i>Fideicomisos (2)</i>	9.973.970	-	8.500.243	-
<i>Deterioro fideicomisos (*)</i>	(135)	-	(153)	-
Embargos judiciales	5.232.141	-	6.553.649	-
<i>Embargos judiciales (3)</i>	5.263.371	-	6.595.007	-
<i>Deterioro embargos judiciales (*)</i>	(31.230)	-	(41.358)	-
Otros activos (4)	7.444.890	-	3.190.356	-
Garantías mercados derivados energéticos	790.156	-	653.907	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (5)	-	476.708	-	2.994.695
	\$ 36.168.127	\$ 36.236.731	\$ 167.503.746	\$ 68.198.935

(*) Ver nota 7, numeral 3, este valor hace parte del deterioro del modelo general.

(1) La Compañía al 30 de junio de 2023 tiene constituidos veinticuatro (24) derivados de cobertura de flujo de caja y un (1) Swap de interés con valoración activa así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/08/2023	110.000.000	CNH	646,08	6.461.465	-
Forward	Inversiones/proyecto	Crédit Agricole centre France	Cash Flow Hedge	28/09/2023	77.121.158	CNH	651,50	4.504.498	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	21/07/2023	3.467.662	USD	4.113,23	309.773	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	21/07/2023	2.750.277	USD	4.104,82	268.577	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/11/2023	1.000.000	USD	4.167,98	157.804	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2023	1.000.000	USD	4.147,98	152.124	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2024	1.000.000	USD	4.197,98	151.711	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Banco de Bogotá S.A.	Cash Flow Hedge	2/10/2023	1.500.000	USD	4.178,54	145.790	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/10/2023	1.000.000	USD	4.127,98	145.384	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/10/2023	5.499.708	USD	4.289,60	85.301	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/08/2023	500.000	USD	4.109,98	66.733	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/09/2023	7.161.190	USD	4.264,50	66.290	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2023	500.000	USD	4.089,98	61.048	-
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg Bank Ltd Americas	Cash Flow Hedge	31/08/2023	9.839.280	USD	4.240,60	50.504	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/08/2023	6.693.569	USD	4.240,10	37.805	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	10/08/2023	4.483.105	USD	4.219,60	20.511	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	6/07/2023	1.486.377	USD	4.172,33	7.978	-
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg Bank Ltd Americas	Cash Flow Hedge	27/07/2023	2.500.000	USD	4.204,85	6.173	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	24/08/2023	1.061.518	USD	4.233,50	5.845	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	21/09/2023	670.194	USD	4.258,10	5.842	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	21/07/2023	55.325	USD	4.113,58	4.923	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	17/08/2023	931.584	USD	4.226,60	4.857	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	10/08/2023	990.361	USD	4.219,60	4.531	-
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg Bank Ltd Americas	Trading	3/08/2023	564.507	USD	4.213,06	1.638	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR (*)	Scotiabank Colpatría S.A.	Interés	14/05/2026	400.000.000.000	COP	IBR.3M.+0,75%	-	35.760.023
Total valoración								12.727.105	35.760.023

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

(*) Corresponde al valor nominal en pesos colombianos.

(2) Al 30 de junio de 2023 y al 31 de diciembre de 2022 el saldo de los fideicomisos corresponde a:

	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Fideicomisos Embalse Tominé (a)	\$ 7.376.514	\$ 6.963.124
Fideicomisos Embalse Muña (a)	2.108.641	1.351.103
Fideicomisos Proyecto ZOMAC (b)	488.815	34.746
Fideicomiso Proyecto FAER (c)	-	151.270
Total	\$ 9.973.970	\$ 8.500.243

Los fideicomisos existentes en la Compañía tienen una destinación específica y respaldan obligaciones contratadas en proyectos clave para el negocio, que aclaran su destinación. Los valores del detalle anterior se presentan sin deterioro.

(a) El saldo a 30 de junio de 2023 corresponde a los fideicomisos con BBVA S.A. así:

Embalse de Tominé Fiduciaria Fideicomiso No. 31636 por \$5.662.270 y Fideicomiso No. 31555 por \$1.714.244, 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 el Fideicomiso No. 31683 por valor de \$2.108.641 destinado 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.

(b) El Fideicomiso ZOMAC CDI Cundinamarca 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 el período gravable 2019, mediante la ejecución de proyectos viabilizados de trascendencia social en los diferentes municipios ubicados en zonas más afectadas por el conflicto armado (ZOMAC). A 30 de junio de 2023 se presenta variación por la constitución del Fideicomiso ZOMAC Maicao, con el fin de realizar obras en este territorio para el pago de impuestos.

(c) Corresponde al fideicomiso de proyectos FAER para la construcción de redes eléctricas en zonas rurales del sistema interconectado nacional. Al 30 de junio de 2023, la compañía ha liquidado el encargo fiduciario ya que el objetivo de constitución se encuentra cumplido en su totalidad y se restituyeron la totalidad de bienes fideicomitados al Ministerio de Minas y Energía.

(3) Al 30 de junio de 2023, el saldo corresponde principalmente a embargos ejecutados sobre las cuentas bancarias de la Compañía por procesos laborales, civiles y tributarios.

(4) A 30 de junio de 2023 corresponde a la cuenta por cobrar estimada por concepto de intereses del Swap de cobertura con tasa de interés de deuda en IBR.

(5) Las inversiones financieras en sociedades no cotizadas son:

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre 2022
Derivex S.A. (a)	Comercial	38.262	4,76%	\$ 470.390	\$ 488.377
Acciones de cuantía menor en otras compañías (b)	Energía			6.318	6.318
Operadora Distrital de Transporte (c)	Comercial	2.500	20%	-	2.500.000
Electricadora del Caribe S.A. E.S.P. (d)	Energía	109.353.394	0,22%	-	-
				\$ 476.708	\$ 2.994.695

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

- (a) La Compañía 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. A 30 de junio de 2023 se realizó el ajuste a la valoración de la inversión, reflejando una disminución por (\$17.987).
- (b) La Compañía ha realizado inversiones con participaciones de menor cuantía en sociedades principalmente del sector eléctrico, a 30 de junio de 2023 el saldo asciende a \$6.318.
- (c) La Compañía por medio del voto escrito el 28 de noviembre de 2022, autorizó la capitalización en la sociedad Operadora Distrital de Transporte S.A.S., por un monto de \$2.500.000 equivalente a 2.500 acciones por una participación del 20% de su composición accionaria. Al cierre del 30 de junio de 2023, la inversión fue reclasificada como inversión medida bajo el método de participación. (Ver nota 12, numeral 7)
- (d) En 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 de la Compañía 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 30 de junio de 2023 presenta un patrimonio negativo, por tal razón su valor razonable es \$0.

6. Otros activos no financieros

	Al 30 de junio de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	\$ 53.624.804	\$ 98.079	\$ 39.524.621	\$ 98.079
Gastos pagados por anticipado (2)	22.408.138	-	-	-
Beneficios a empleados por préstamos (3)	1.919.164	29.295.607	1.810.747	28.411.158
Descuento tributario IVA AFRP (4)	-	144.394.030	-	126.565.894
Otras cuentas por cobrar	-	95.092	-	85.748
	\$ 77.952.106	\$ 173.882.808	\$ 41.335.368	\$ 155.160.879

- (1) Los anticipos corresponden principalmente a recursos depositados a XM S.A. E.S.P. para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado por \$38.099.012, saldo del anticipo entregado a Generadora y Comercializadora de Energía S.A. E.S.P., sobre compra de energía que se realizará hasta diciembre 2023 por \$8.837.022 y anticipo a otros proveedores \$6.688.770.
- (2) Corresponde a las pólizas constituidas de responsabilidad civil y todo riesgo por \$14.968.689, contribuciones a entes reguladores por \$2.185.979 y medicina prepagada de empleados por \$5.253.470.
- (3) Corresponde al reconocimiento del beneficio pagado por anticipado de los créditos a empleados pactados a tasa cero, razón por la cual, la Compañía 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.
- (4) A 30 de junio de 2023, la cuenta por cobrar impuestos corresponde al descuento tributario por \$144.394.030 de acuerdo con el artículo 83 de la Ley 1943 de 2018 se creó la oportunidad de un descuento tributario sobre el IVA pagado en la adquisición, construcción o formación e importación

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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 y (iii) que el activo se esté depreciando.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 30 de junio de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales, bruto, (1)	\$2.053.390.996	\$112.824.100	\$1.764.256.599	\$117.216.616
Otras cuentas por cobrar, bruto, (2)	75.247.047	61.428.281	58.370.054	62.481.756
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	2.128.638.043	174.252.381	1.822.626.653	179.698.372
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(198.836.137)	(112.574.725)	(178.441.911)	(111.533.761)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)	(7.181.979)	(10.424.961)	(6.713.307)	(10.147.705)
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$1.922.619.927	\$ 51.252.695	\$1.637.471.435	\$ 58.016.906

- 1) A 30 de junio de 2023 las cuentas por cobrar corresponden principalmente a cartera de clientes del mercado regulado por \$1.112.092.731, cartera de alumbrado público por \$142.515.322, trabajos a particulares \$70.473.059, cartera de infraestructura \$7.838.446 y cartera de esquemas regulatorios \$67.407.791.

A 30 de junio de 2023 la cartera estimada presenta un aumento de \$99.470.918, principalmente por mayor energía contratada para el mercado mayorista por 292,2 GWh y aumento en precio ponderado para mercado no regulado por 44,36 \$/kWh.

Aumento de la cartera facturada de mercado mayorista y no regulado por \$7.522.844 por vencimiento de facturación respecto a diciembre de 2022.

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 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. A partir de abril de 2022 la Compañía se encuentra aplicando el mecanismo de opción tarifaria. Al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$334.842.415 y \$351.055.500, respectivamente.

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 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.

A 30 de junio de 2023, la cartera de energía residencial diferida de los estratos del 1 al 4 es de \$21.616.911, la porción corriente corresponde a \$1.564.816 y no corriente \$52.095.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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%.

- 2) Al 30 de junio de 2023 corresponde principalmente a cuentas por cobrar a empleados por un valor presente de \$62.449.136, cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$3.005.758 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 por la cual, la Compañía 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.

Cuentas por cobrar a terceros correspondientes a trabajos a particulares e infraestructura del segmento de distribución por \$14.435.219, cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por la Compañía, 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 \$2.613.875, cuenta por cobrar a Mapfre Seguros por siniestro en la Central de Termocartagena \$23.970.098, cuenta por cobrar al Ministerio de Minas y Energía correspondiente a devolución de contribuciones al cliente Manufacturas Eliot \$7.182.615, multas y sanciones de contratos por \$2.217.110, acuerdos tripartitos \$2.965.576, arrendamientos \$745.286, servicios de administración y supervisión \$437.650, venta de cenizas \$323.012 y representación comercial \$215.765.

Dentro del saldo de otros deudores no corrientes al 30 junio de 2023, se encuentra principalmente la cuenta por cobrar al Municipio de Guachené y Sesquilé por \$2.743.613, deteriorada al 100%.

- 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 de algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

En la implementación se adoptaron tres modelos definidos por la Compañía:

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

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

Concepto	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 162.145.747	\$ 142.993.681
Modelo Simplificado Individual (b)	149.397.692	147.111.763
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	311.543.439	290.105.444
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		
Modelo General Colectivo	17.474.363	16.731.240
Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar	17.474.363	16.731.240
Total	\$ 329.017.802	\$ 306.836.684

Por el año 2023 se presentan las siguientes variaciones en el deterioro:

(a) Modelo simplificado colectivo:

Corresponde al deterioro de la cartera de energía del mercado regulado principalmente por la cartera de edades superiores a 180 días.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

(b) Modelo simplificado individual:

La provisión de cartera de modelo individual corresponde principalmente a:

- Provisión mantenimiento e infraestructura Distrito \$671.297.
- Provisión de cartera de otros negocios \$14.246.092 principalmente, Municipio de Sopó por \$5.457.238; IFI Concesión Salinas por \$2.096.761; Santa Ana Clay SA por \$2.008.324; Municipio del Colegio por \$1.351.698; Municipio de Agua de Dios por \$1.146.623; Municipio Puerto Salgar Acueducto por \$811.558 y Alcandía Municipal Puerto Salgar por \$576.455.
- Provisión de cartera de otros negocios \$11.504.103 principalmente, Uniaguas S.A. E.S.P. \$5.957.614 y Aguas del Sinú S.A. E.S.P. \$4.539.903.
- Provisión clientes con prescripción (cartera con edad superior a 5 años que no se encuentra en pleito legal) por \$16.584.370.
- Provisión cartera peajes por \$737.560.
- Provisión de cartera comercial energía y gas del mercado no regulado y mayorista por \$105.654.271, principalmente por incremento de cartera estimada debido a mayor consumo de energía en junio 2023 respecto a diciembre 2022.

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 30 de junio de 2023 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 30 de junio de 2023 y el 31 de diciembre de 2022 la Compañía 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:

Nombre empresa relacionada	País de origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Otra (*)	Préstamos intercompañía (1)	\$ 5.000.000	\$ -
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Otra (*)	Compra de energía (2)	1.113.319	201.197
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Otra (*)	Transporte de energía (2)	591.666	66.984
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Otra (*)	Intereses (1)	5.838	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados (3)	3.264.785	2.783.640
Atlántico Photovoltaic S.A.S.	Colombia	Subordinada	Reembolso de gastos	1.076.938	931.395
Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Expatriados (3)	954.930	615.228
Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Póliza covid19	-	12.791
Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Otra (*)	Prestación de servicios	854.000	854.000
Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Otra (*)	Expatriados (3)	50.000	85.005
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	España	Otra (*)	Servicios off-shore (4)	658.450	1.321.459
Endesa Energía S.A.	España	Otra (*)	Servicios off-shore	601.884	439.052
Enel Green Power Spa.	Italia	Otra (*)	Expatriados (3)	538.071	501.451
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Reembolso de gastos	303.796	299.709

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

Nombre empresa relacionada	País de origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Expatriados (3)	-	69.314
Fontibón Z.E S.A.S.	Colombia	Subordinada	Contrato de mandato (5)	427.159	236.671.076
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados (3)	288.563	183.198
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Subordinada	Construcción patio Usme (6)	251.562	376.336.585
Enel Global Trading SPA	Italia	Otra (*)	Expatriados (3)	233.038	123.910
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados (3)	108.062	108.062
Enel X Way Colombia S.A.S.	Colombia	Otra (*)	Otros servicios	90.403	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados (3)	87.954	64.163
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados (3)	74.951	44.266
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	71.548	43.331
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Descuento de energía	46.993	46.013
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Iluminación navideña (7)	-	798.319
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados (3)	62.933	62.933
Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Otra (*)	Expatriados (3)	46.711	46.711
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Otra (*)	Otros servicios	23.728	-
Colombia ZE S.A.S	Colombia	Otra (*)	Otros servicios	23.728	-
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados (3)	-	132.752
Enel Fortuna S.A.	Panamá	Otra (*)	Expatriados (3)	-	33.107
Total				\$ 16.851.010	\$ 622.875.651

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

(**) El Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. es accionista de la Compañía. (ver Nota 22).

Se presenta un deterioro de acuerdo con la NIIF 9 en las cuentas por cobrar a relacionadas por valor de \$483.426.

- (1) Préstamo intercompañía desembolsado el 28 de junio 2023 por \$5.000.000, con una tasa de 14.50% efectivo anual, con pago de capital al vencimiento e intereses semestrales, al 30 de junio 2023 se liquidaron intereses por \$5.838.
- (2) La variación es principalmente por incremento en las ventas de energía y transporte de esta a Enel X Colombia S.A.S. E.S.P, teniendo en cuenta el crecimiento en clientes durante el último trimestre.
- (3) La variación corresponde a los movimientos de provisión año 2022 y pagos realizados por los costos del personal expatriado de España, Italia, Brasil y Chile en Colombia.
- (4) Servicio de call center de acuerdo con el contrato suscrito entre las partes, la variación corresponde principalmente a pagos recibidos durante el 2023 por (\$1.187.636) y causación de servicios año 2023 por \$658.450.
- (5) Cuenta por cobrar correspondiente al pago de proveedores de Fontibón Z.E. S.A.S. de acuerdo con el contrato de mandato suscrito entre las partes, la variación corresponde principalmente a pagos recibidos durante el 2023 por (\$236.671.074). Los saldos a 30 de junio de 2023 corresponden a contratos de mantenimiento y administración suscritos entre las partes, que no finalizan con la venta de la sociedad Fontibón Z.E. S.A.S realizada en el mes de mayo 2023.
- (6) Corresponde a la 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; así como, el suministro de cargadores e-bus derivado del contrato de construcción del patio ubicado en la localidad de Usme de la ciudad de Bogotá D.C, la variación corresponde principalmente a pagos recibidos durante el 2023 por (\$376.336.583). los saldos a 30 de junio de 2023 corresponden a contratos de mantenimiento y administración suscritos entre las partes, que no finalizan con la venta de la sociedad Usme Z.E. S.A.S realizada en el mes de mayo 2023.
- (7) Corresponde al servicio de iluminación navideña prestado en el 2022 y el pago lo realizaron en enero de 2023 por (\$798.319).

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Enel Américas S.A.	Chile	Otra (*)	Dividendos (1)	\$ 1.570.253.812	\$ -
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Dividendos (1)	1.164.181.144	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	239	261.695
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	56.683.517	105.053.782
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	2.983.979	1.930.360
Enel Global Services S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	29.564.229	38.712.981
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	HH Recharge PUC (3)	13.873.928	14.099.499
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	4.155.340	9.859.522
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Technical fee	2.169.985	6.742.033
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Pólizas Covid 19	2.150	2.150
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Impatriados	-	1.006.122
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios informáticos (2)	4.693.044	8.044.863
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Impatriados	1.469.347	1.149.536
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Garantías e intereses (4)	745.112	10.173.919
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	404.127	124.412
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	5.171.687	6.822.632
Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra (*)	HH Recharge PUC (3)	3.807.137	8.347.242
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	1.408.071	1.866.589
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	-	164.890
Gridspertise S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios de Ingeniería	876.530	843.207
Enel Green Power España S.L.U.	España	Otra (*)	Impatriados	827.800	1.410.731
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	562.034	630.988
Enel Iberia S.R.L.	España	Otra (*)	Impatriados	422.848	441.238
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	214.223	218.852
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	208.815	120.962
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	-	658.798
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	204.528	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena	Colombia	Subsidiaria	Servicios Muelle	151.214	-
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	135.552	134.512
Enel Fortuna S.A.	Panamá	Otra (*)	Anticipo Guarantee Fee	58.272	-
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Donación	55.373	-
Energía y Servicios South América	Chile	Otra (*)	Otros servicios	54.012	61.987
E-Distribuzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería	10.824	12.152
Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000	8.000
Latamsolar Energías Renovables S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000	8.000
Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000	-
Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	1.000	1.000
Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Otra (*)	Reembolso	335	385
Enel Green Power Romania S.R.L.	Romania	Otra (*)	Impatriados	-	1.925.349
Generadora de Occidente, Ltda.	Guatemala	Otra (*)	Reembolso	-	385
Transmisora de Energía Renovable S.A	Guatemala	Otra (*)	Reembolso	-	385
Renovables de Guatemala, S.A.	Guatemala	Otra (*)	Reembolso	-	240
			Total	\$ 2.865.374.208	\$ 220.839.398

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

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

(1) Corresponde a la distribución de utilidades aprobada por la Asamblea General de Accionistas del 28 de marzo de 2023, con cargo a la utilidad neta de 2022 por un total \$2.738.253.682, siendo los principales accionistas Enel Américas S.A. con 57.34% y el Grupo de Energía de Bogotá S.A E.S.P. con 42,52%.

(2) La variación corresponde al efecto neto de pago de facturas por servicios año 2022 y provisiones

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

de los servicios informáticos de enero a junio de 2023 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.

- (3) Corresponde a costo de horas hombre por servicios de profesionales de ingeniería para el desarrollo de las plantas La Loma, Guayepo y Windpeshi.
- (4) 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, Guayepo, Sabanalarga, Fundación y parques eólicos Chemesky, Tumawind y Windpeshi, la variación se da principalmente por el pago de los servicios año 2022 durante el primer trimestre 2023 por (\$10.070.004).

Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes

Nombre empresa relacionada	País de origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Subordinada	Anticipo Cargadores (1)	\$ 11.121.185	\$ 10.748.199
Fontibón Z.E S.A.S.	Colombia	Subordinada	Anticipo Cargadores (1)	8.218.793	7.942.630
Enel X Way Colombia S.A.S.	Colombia	Otra (*)	Capitalización (2)	2.798.474	-
			Total	\$ 22.138.452	\$ 18.690.829

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

- (1) De acuerdo con las obligaciones en las electroterminales derivadas del contrato con Transmilenio S.A, Fontibon Z.E. S.A.S y Usme Z.E S.A.S.; se ha realizado el pago anticipado para el suministro de los cargadores para la Unidad Funcional de Operación – UFO 7 Fontibón IV y la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme IV; los cargadores serán entregados en el año 2030 según acuerdo comercial.
- (2) Corresponde a capitalización pendiente por pagar a Enel X Way Colombia S.A.S. según estatutos de constitución, donde se indica que el capital suscrito se pagará en dinero dentro de los 2 años siguientes a la fecha de constitución de la Sociedad.

Efectos en resultados con entidades relacionadas

Ingresos/ Compañía	Concepto de la Transacción	Al 30 de junio de 2023	Al 30 de junio de 2022
Usme Z.E. S.A.S	Contrato de mandato (1)	\$ 9.864.934	\$ 27.578.562
Usme Z.E. S.A.S	Ingresos financieros (2)	6.046.853	-
Fontibón Z.E S.A.S	Contrato de mandato (1)	6.588.122	-
Fontibón Z.E S.A.S	Ingresos financieros(2)	2.921.503	2.904.818
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Ventas de energía (3)	5.279.224	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Transporte de energía-peajes(3)	2.211.990	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Otros servicios	23.844	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Ingresos financieros	5.838	-
Enel Grids S.R.L.	Diferencia en cambio	4.060.532	974.915
Enel Grids S.R.L.	Expatriados	481.146	720.699
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	3.749.030	455.162
Enel Green Power SpA Glo	Comisión de gestión y otros servicios N.C.	1.582.787	-
Enel Green Power SpA Glo	Diferencia en cambio	1.048.510	842.947
Enel Green Power SpA Glo	Expatriados	50.691	183.188
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	880.893	780.395
Enel S.p.A.	Expatriados	339.703	-

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

Renovables de Guatemala, S.A.	Diferencia en cambio	879.340	899.369
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	782.930	-
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U	Servicios Off-Shore	584.492	411.154
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U	Diferencia en cambio	138.349	14.942
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	566.707	173.837
Generadora de Occidente, Ltda.	Diferencia en cambio	501.584	4.168.574
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Venta de Energía	364.581	161.583
Enel Green Power Romania S.R.L.	Diferencia en cambio	199.267	-
Endesa Energía S.A.	Servicios Off Shore	194.525	126.825
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	3.348	2.998
Transmisora de Energía Renovable S.A	Diferencia en cambio	184.912	81.759
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	162.054	13.878
Enel Services México S.A.	Otros ingresos varios - Grupo	114.218	150.565
Enel Global Trading S.p.A.	Expatriados	109.128	5.560
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	75.993	165.962
Enel Fortuna S.A.	Garantías	93.844	-
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en cambio	18.566	-
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	93.345	93
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Operación e intereses	79.400	70.191
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	73.104	19.309
Enel Italia S.R.L.	Diferencia en cambio	68.953	26.095
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	40.630
Bogotá ZE S.A.S.	Otros servicios varios prestados - Grupo	59.819	-
Colombia ZE S.A.S.	Otros servicios varios prestados - Grupo	59.819	-
Enel Generación Perú S.A.A.	Expatriados	50.000	59.304
Enel Generación Perú S.A.A.	Diferencia en cambio	2	-
Enel Distribución Chile S.A	Expatriados	30.914	13.110
Enel Brasil S.A.	Expatriados	23.790	15.914
Tecnoguat S.A.	Diferencia en cambio	10.855	-
Energía y Servicios South América	Diferencia en cambio	7.975	-
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	1.354	-
E-Distribuzione S.p.A.	Diferencia en cambio	1.327	183
Generadora Montecristo S.A.	Diferencia en cambio	50	190.773
Codensa S.A. E.S.P.	Venta de energía (a)	-	148.989.211
Codensa S.A. E.S.P.	Otros servicios (a)	-	24.000
Codensa S.A. E.S.P.	Ingresos financieros (a)	-	123
Enel Green Power Panama S.r.l.	Diferencia en cambio	-	18.455.522
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Venta de energía (a)	-	13.111.584
Enel Produzione S.P.A.	Expatriados	-	17.717
Enel Distribución Perú S.A.	Expatriados	-	15.510
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	8.984
Enel Américas S.A.	Expatriados	-	2.939
Cesi SPA	Diferencia en cambio	-	373
Total		\$ 50.670.145	\$ 221.879.257

(a) Corresponde a transacciones realizadas en los meses de enero y febrero de 2022.

- (1) La variación corresponde principalmente al inicio del contrato de mantenimiento preventivo de los cargadores en Fontibon Z.E. S.A.S. y Usme Z.E. S.A.S. concesiones desde agosto de 2022 y marzo de 2022, respectivamente.
- (2) Corresponde a los intereses por el préstamo otorgado a Fontibon Z.E. S.A.S. y Usme Z.E. S.A.S. en marzo de 2022 y agosto de 2022 respectivamente, para el pago de la flota de buses eléctricos a BYD Motor Colombia S.A.S.
- (3) Ventas de energía y transporte de esta a Enel X Colombia S.A.S. E.S.P teniendo en cuenta el crecimiento en clientes durante el último trimestre, esta sociedad inició operaciones en septiembre de 2022.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

Costos y gastos/Compañía	Concepto de la transacción	Al 30 de junio de 2023	Al 30 de junio de 2022
Enel Grids S.R.L.	Servicios informáticos (1)	\$ 8.697.985	\$ 5.438.416
Enel Grids S.R.L.	Impatriados (2)	1.046.362	569.135
Enel Grids S.R.L.	Diferencia en cambio	1.302.531	272.030
Enel Global Services S.R.L.	Servicios informáticos (1)	7.692.299	3.228.639
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	1.050.849	105.866
Enel Green Power Panamá S.A.	Diferencia en cambio	7.112.036	-
Enel S.p.A.	Servicios Informáticos (1)	3.939.615	2.699.156
Enel S.p.A.	Expatriados	1.463.303	576.326
Enel S.p.A.	Garantía e intereses (3)	500.863	6.271.044
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	26.130	816.693
Gridspertise S.R.L.	Servicios de ingeniería	2.895.171	607.539
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	117.026	-
Enel Green Power SpA Glo	Servicios informáticos	2.838.654	2.654.659
Enel Green Power SpA Glo	Diferencia en cambio	1.812.493	145.548
Enel Green Power SpA Glo	Impatriados	2.150	145.409
Enel Green Power SpA Glo	Technical fee	-	1.274.826
Fundación Enel	Donaciones	1.967.575	862.739
Enel Global Trading S.p.A.	Servicios informáticos	1.288.604	1.093.305
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	20.796	6.516
Enel Global Trading S.p.A.	Impatriados	-	128.506
Enel X S.R.L.	Servicios informáticos	928.313	1.047.961
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	202.663	54.669
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Dispon. Infraestructura	893.240	789.639
Enel Green Power Romania S.R.L.	Expatriados	472.398	222.474
Transmisora de Energía Renovable S.A	Diferencia en cambio	318.125	-
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U	Diferencia en cambio	203.746	19.825
Usme Z.E. S.A.S.	Actualización VPN	372.987	-
Fontibon Z.E. S.A.S.	Actualización VPN	276.162	-
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en Cambio	239.713	131.300
Enel Brasil S.A.	Expatriados	204.528	-
Enel Iberia S.R.L.	Impatriados	190.166	165.074
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	88.662	79.697
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	1.802	27.765
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Otros Servicios	87.017	13.889
Enel Chile S.A.	Impatriados	86.712	-
Enel Chile S.A.	Servicios informáticos	76.763	-
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	26.583	-
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	64.227	7.348
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	32.369	-
Enel Services Mexico S.A.	Diferencia en cambio	8.853	-
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en cambio	8.057	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Otros Servicios	4.481	-
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en cambio	1.269	-
Enel Generación Perú S.A.A.	Diferencia en cambio	2	-
Codensa S.A. E.S.P.	Transporte de energía (a)	-	32.868.945
Codensa S.A. E.S.P.	Gastos financieros (a)	-	28.021
Enel Américas S.A.	Deterioro (4)	-	5.590.350
Enel Brasil	Impatriados	-	172.813
Enel Distribucion Chile SA	Impatriados	-	69.809
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Compra de energía (a)	-	7.503.795
Energía y Servicios South América	Otros servicios	-	2.794
Total		\$ 48.563.280	\$ 75.692.520

(a) Corresponde a transacciones realizadas en los meses de enero y febrero de 2022.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

- (1) La variación corresponde principalmente a que las transacciones realizadas en los meses de enero y febrero de 2022 en Codensa S.A. E.S.P. y EGP Colombia S.A.S. E.S.P, se trasladaron al patrimonio. En el año 2023 no se tiene este efecto y se muestra el resultado total del semestre.
- (2) Corresponde a transacciones realizadas en los meses de enero y febrero de 2022, antes del proceso de fusión.
- (3) Para el año 2023 las garantías de Enel Colombia no se toman por medio de Enel SPA, sino directamente con las entidades financieras, actualmente solo se registra la comisión intercompany que permanecerá hasta el vencimiento de las garantías constituidas con Enel SPA en el año 2022.
- (4) Al cierre de diciembre 2022 se cerró la cuenta por cobrar por capitalización de Enel Américas S.A., por lo tanto, al 30 de junio de 2023 no se tiene deterioro.

Junta Directiva y personal clave de la gerencia

Junta Directiva

La Compañía 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 Compañía 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 30 de junio de 2023, fue elegida por la Asamblea General de Accionistas en sesión ordinaria llevada a cabo el 29 de marzo de 2022. En la Compañía 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 108 celebrada el 28 de marzo de 2023, 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 Raul Fagua Guauque
Séptimo	Astrid Martínez Ortiz	Sin designación

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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

Los honorarios pagados a la Junta Directiva:

Tercero	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Vargas Lleras José Antonio	\$ 92.847	\$ 127.949
Rubio Díaz Lucio	61.913	136.641
Ortega López Juan Ricardo	61.913	127.709
Martínez Ortiz Astrid	61.913	118.777
Soto Losada Carolina	61.913	118.777
Tabares Ángel Jorge Andrés	61.913	109.844
Caldas Rico Andrés	21.574	109.844
Jimenez Rodríguez Diana Marcela	9.405	-
Villasante Losada Alvaro	-	36.194
Rastelli Maurizio	-	9.040
Total general	\$ 433.391	\$ 894.775

Personal clave de la gerencia

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

Nombre	Cargo	Periodo 2023
Lucio Rubio Díaz	Gerente	enero – Mayo
Luciano Tomassi	Gerente	junio
Eugenio Calderón	Primer Suplente del Gerente	enero – junio
Fernando Gutiérrez Medina	Segundo Suplente del Gerente	enero – junio
Francesco Bertoli	Tercer Suplente del Gerente	enero – junio
Carlos Mario Restrepo	Cuarto Suplente del Gerente	enero – junio
Maurizio Rastelli	Quinto Suplente del Gerente / Gerente Administrativo y Financiero	enero – junio

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Compañía ascienden del 1 de enero al 30 de junio de 2023 a \$4.561.576. Estas remuneraciones incluyen los salarios y bonificaciones así:

	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Remuneraciones	\$ 4.025.785	\$ 6.955.482
Beneficios a corto plazo	535.791	1.452.147
Beneficios a largo plazo	-	1.433.334
	\$ 4.561.576	\$ 9.840.963

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

Enel Colombia tiene para sus managers un bono anual por cumplimiento de objetivos. Este bono corresponde a un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Del 1 de enero al 30 de junio de 2023 la Compañía no cuenta con beneficio de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia, ni ha constituido garantía a favor de estos.

Del 1 de enero al 30 de junio del año 2023 se reconoció pago de bono de retiro por valor de \$555.479.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

9. Inventarios, neto

	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	\$ 351.217.828	\$ 254.474.855
Carbón (2)	90.528.717	86.464.724
Transformadores (3)	63.453.428	46.094.006
Fuel oil (4)	15.553.081	32.550.531
Bonos de carbono CO2 (5)	18.750.803	90.656
Materiales no eléctricos (1)	1.797.682	10.220.806
Otros inventarios	3.336.354	3.307.773
Total inventarios	\$ 544.637.893	\$ 433.203.351

(1) Los materiales y accesorios están compuestos por los siguientes valores:

	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Repuestos y materiales	\$ 356.948.241	\$ 269.656.406
Provisión de materiales (a)	(3.932.731)	(4.960.745)
Total otros inventarios	\$ 353.015.510	\$ 264.695.661

Los materiales y repuestos corresponden a elementos que son utilizados en el proceso de construcción de proyectos, reparaciones y/o mantenimientos de las plantas de generación, subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con el plan de mantenimiento e inversiones definido por la Compañía para el año 2023.

- (a) Al 30 de junio de 2023 se realizó uso de la provisión constituida para el periodo 2023 por \$1.028.014, correspondiente a baja de material obsoleto en el segmento de distribución.
- (2) Carbón (Central Termozipa): Con corte a junio 30 de 2023 y con respecto al corte del 31 de diciembre de 2022, el valor del inventario registra un mayor valor debido al incremento de precios de la tonelada del combustible.
- (3) Los transformadores corresponden a elementos que se requieren dentro del proceso de reposiciones, reparaciones y/o mantenimientos de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con las contingencias presentadas y el plan de mantenimiento e inversiones definido por la Compañía para el año 2023.
- (4) Fuel Oil (Central Cartagena): Al 30 de junio de 2023, con respecto al 31 de diciembre de 2022, el valor del inventario de combustóleo disminuyó debido a que se aumentó el consumo de combustible por despachos de la central asociados a generaciones de seguridad del sistema y pruebas de las unidades.
- (5) Al 30 de junio de 2023, se tienen reconocidos bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de \$18.750.803 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, 1.167.444 certificados emitidos en febrero de 2022 por reducción de emisiones CO2 por \$16.485.062 y 1.133.764 certificados emitidos en marzo de 2023 por reducción de emisiones CO2 por \$18.752.457 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Dario Valencia Samper, Salto II Tequendama; así mismo, se han realizado ventas de certificados CO2 con impacto en el inventario por (\$54.658.274).

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

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

10. Activos mantenidos para la venta

	<u>Al 30 de junio de 2023</u>	<u>31 de diciembre de 2022</u>
Acciones Transmisora de Energía Renovable S.A. (1)	\$ 151.912.045	\$ -
Acciones Colombia ZE S.A.S. (2)	-	44.318.800
Propiedades, planta y equipo (3)	261.138	261.138
	<u>\$ 152.173.183</u>	<u>\$ 44.579.938</u>

- (1) Transmisora de Energía Renovable S.A. (en adelante Transnova) está ubicada en Guatemala, se dedica a la transmisión de energía eléctrica en este país y fue creada para interconectar la energía generada por la hidroeléctrica Palo Viejo (operada por su relacionada local Renovables de Guatemala, S.A.) por medio de una línea de transmisión y dos subestaciones eléctricas; sin embargo, a la fecha opera para toda la red nacional, donde se conectan tanto agentes terceros independientes como entidades relacionadas locales. Transnova cuenta con subestaciones en Uspantan y Chixoy 2, y una línea de transmisión aérea de 32 kilómetros de extensión para interconectar las subestaciones mencionadas. La línea de transmisión consta de doble circuito, configuración vertical comprendiendo torres metálicas, doble haz de conductor por fase, cable de guarda OPGW, cadenas de aisladores y fundiciones para bases de torres.

El 30 de junio del 2023, Transnova reconoció una oferta por parte de un tercero, la cual se espera materializar en el transcurso del año 2023 tras el correspondiente proceso de due diligence.

Una vez confirmada esta operación, se estarán negociando los términos del contrato de compraventa y la operación concluiría con la firma y el cierre de forma simultánea al no requerirse autorizaciones por parte de los órganos de regulación o competencia.

El valor estimado de la negociación es de MUSD 23, con un rango de +/- 5%, más disponibilidades de caja que tenga Transnova en el momento del cierre de la transacción.

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 “Activos mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas” y siguiendo el criterio contable, al 30 de junio 2023, la Compañía reclasificó la inversión de Transnova como un activo mantenido para la venta.

- (2) El 21 de abril de 2023, se finalizó la segunda etapa con la venta del 80% de las acciones de Colombia ZE S.A.S., a la división de negocio InfraBridge (Antes AMPCI Ebus Development LLC) de la sociedad Digital Bridge Operating Company, LLC.
- (3) Según los acuerdos de arreglo directo realizados entre la Compañía 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:

Una bodega (edificio y terreno) ubicada en el municipio de Facatativá (Cundinamarca), actualmente se tiene un contrato de arrendamiento en el cual el comprador es el arrendatario.

El terreno denominado Waku-Waku ubicado en la ciudad de Bogotá, sobre el cual se ha firmado un contrato de derechos fiduciarios.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

El 30 de junio de 2022 se cumplió el hito del segundo pago por valor de \$6.100.000 detallados así: Lote Waku-Waku \$5.412.112 y bodega Facatativá por \$687.888.

El 29 diciembre de 2022 se recibió el tercer abono por valor de \$5.000.000 detallados así: Lote Waku-Waku \$2.902.348 y bodega Facatativá por \$ 2.097.652.

Al 31 de diciembre de 2022 se protocolizó la venta del Lote Waku-Waku mediante la escritura 2345-22 de la notaría 70 por el cual se realizó la transferencia de dominio, adicionalmente la venta de la bodega Facatativá se realizó parte de la protocolización de la venta a través de la escritura 2346-22, al 30 de junio de 2023 se encuentra en proceso de protocolización en virtud de la licencia de subdivisión del predio por valor en libros de \$261.138.

Teniendo en cuenta la formalización del proceso de venta y lo establecido en la NIIF 5 Activos no corrientes mantenidos para la venta, se clasifican como activos mantenidos para la venta por el valor en libros, que es inferior al valor razonable de los activos.

	Al 30 de junio de 2023
Propiedades, planta y equipo, neto	
Terrenos Bodega Facatativá	\$ 261.138
	\$ 261.138

11. Activos por impuesto sobre la renta

Impuesto sobre la renta (Activo)

La discriminación del activo por impuesto de renta de cada periodo corresponde a:

	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Autorretenciones a favor 2020	\$ 2.420.336	\$ 2.420.336
Autorretenciones a favor 2019	1.002.035	1.002.035
Menor valor de anticipo 2020	2.420.336	2.420.336
Activo por impuestos corrientes	\$ 5.842.707	\$ 5.842.707

12. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas

Las participaciones que la Compañía posee en subsidiarias se registran siguiendo el método de participación de acuerdo con la política definida.

El siguiente es el detalle de las inversiones:

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Relación	Acciones Ordinarias	% Participación	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Renovables de Guatemala S.A.(*)	Servicios Públicos	Subsidiaria	19.244.655	99,9999%	\$ 1.506.829.156	\$ 1.844.660.040
Enel Panamá CAM S.R.L. (1) (*)	Servicios Públicos	Subsidiaria	3.000	99,9667%	1.282.896.991	1.535.966.264
Enel Costa Rica CAM S.A. (2)	Servicios Públicos	Subsidiaria	27.500.000	100,0000%	226.845.474	501.148.065
Generadora de Occidente Ltda. (*)	Servicios Públicos	Subsidiaria	16.099.080	99,0000%	150.267.388	226.445.298
Generadora Montecristo S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	381.995	99,9987%	105.409.280	117.182.579
Tecnoguat S.A.(*)	Servicios Públicos	Subsidiaria	23.211	75,0000%	59.716.349	69.270.712
Colombia ZE S.A.S. (3)	Servicios	Subsidiaria	5.186.737	20,0000%	29.983.828	78.911.938
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) (4)	Inversión	Asociada	15.678	48,9938%	14.145.111	14.584.815
Enel Renovable S.R.L.	Servicios Públicos	Subsidiaria	1	0,9901%	9.525.374	10.864.870
Enel X Way Colombia S.A.S. (5)	Servicios	Asociada	6.014	40,0000%	5.360.650	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (6)	Servicios Portuarios	Subsidiaria	851.757	99,9900%	4.302.164	3.721.937

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Relación	Acciones Ordinarias	% Participación	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (7)	Inversión	Asociada	12.500	20,0000%	3.589.341	-
Enel Guatemala S.A. (8)	Servicios Públicos	Subsidiaria	672.079	99,9900%	3.366.161	4.558.559
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (9)	Inversión	Subsidiaria	6.500	100,0000%	2.252.546	4.208.563
Llano Sánchez Power One S.R.L.	Servicios Públicos	Subsidiaria	1	0,1996%	644	741
Generadora Eólica Alto Pacora S.R.L. (10)	Servicios Públicos	Subsidiaria	1	0,9901%	-	477
Transmisora de Energía Renovable S.A. (11) (*)	Servicios Públicos	Subsidiaria	2.335.568	99,9979%	-	164.578.039
P.H. Chucas S.A.(12)	Servicios Públicos	Subsidiaria	24.690	37,7947%	-	101.514.908
Deterioro de Inversiones						
Enel Costa Rica CAM S.A. (13)					(132.637.177)	(101.108.667)
Colombia ZE S.A.S.					-	(54.512.717)
P.H. Chucás S.A. (13)					-	(31.528.510)
					\$ 3.271.853.280	\$ 4.490.467.911

- (1) Enel CAM Panamá S.R.L.: La actividad principal del Grupo consiste en operar y desarrollar plantas de generación de energía hidroeléctrica, fotovoltaica y fuentes renovables. La capacidad total instalada del Grupo es 361.7 MW Dc más 65 MW Dc en construcción.

El Grupo está conformado por ocho (8) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá, el Grupo opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y nueve (9) plantas de generación fotovoltaicas, una (1) de estas plantas de generación fotovoltaicas se encuentran en proceso de construcción al 30 de junio de 2023.

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

- Enel Fortuna, S.A.
- Enel Renovable 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.

- (2) Enel Costa Rica CAM S.A. es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes costarricenses como una empresa de servicios del sector eléctrico para fines comerciales. La Compañía es de origen costarricense, tiene su domicilio y oficinas principales en San José, el plazo social de la entidad jurídica es por 99 años, iniciando el 11 de septiembre de 1991, por lo tanto finaliza el 11 de septiembre del 2090.

La Compañía tiene por objeto social 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.

La Compañía tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

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

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

- (3) De acuerdo con el acta N° 10 de la reunión extraordinaria Asamblea del accionista único Colombia ZE S.A.S. del 19 de julio de 2022, se realizó cesión de acciones que se tenían de Bogota ZE S.A.S a Colombia ZE S.A.S. por \$31.724.801.

El 2 de febrero de 2023 DigitalBridge Group Inc., adquirió a la compañía AMPCI Ebus Colombia Holding S.A.S, renombrando esta unidad de negocio como InfraBridge.

La venta de las acciones de Colombia ZE S.A.S. a InfraBridge (Antes AMPCI Ebus Development) se desarrolló bajo la modalidad de Project Finance, el cual consta de dos etapas: La primera que concluyó el 3 de febrero del 2023 con el cierre de una financiación de largo plazo con los bancos IDB y BNP Paribas.

El 21 abril de 2023 se dio inicio a la segunda etapa del Project Finance, con el pago realizado por InfraBidge por valor de \$31.498.781 correspondiente a la participación del 80% de la Sociedad Colombia ZE S.A.S.

- (4) Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) es una sociedad anónima que tiene como objeto principal el desarrollo de las actividades propias de las compañías de financiamiento de conformidad con lo permitido por la ley. Se considera la inversión de Enel Colombia S.A. E.S.P. en esta compañía como una asociada atendiendo que la participación es del 48,99% y en la que la Compañía tiene influencia significativa.
- (5) Enel X Way Colombia S.A.S. es una sociedad por acciones simplificada que tiene por objeto realizar cualquier acto relacionado con la compra, venta adquisición a cualquier título, importación y exportación, gestión, administración y comercialización de la infraestructura de recarga. Se considera la inversión de Enel Colombia S.A. E.S.P. en esta compañía como una asociada atendiendo que la participación es del 40,00% y en la que la Compañía tiene influencia significativa.
- (6) Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. tiene por objeto principal la inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos y privados; así como la administración de estos y demás servicios directamente relacionados con la actividad portuaria, desarrollo y explotación de muelles y puertos multipropósito, conforme a la ley.
- (7) Operadora Distrital de Transporte S.A.S. “La Rolita”, es una compañía que tiene por objeto social principal, la prestación del servicio de transporte masivo público en Bogotá y su área de influencia; Enel Colombia S.A. E.S.P. tiene una participación del 20% de las acciones de esta compañía, las cuales se inscribieron en febrero de 2023 ante la Cámara de Comercio.
- (8) Enel Guatemala S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas. La compañía es de origen guatemalteco, tiene su domicilio en la ciudad de Guatemala. El término de duración es indefinido.

La Compañía fue constituida mediante escritura pública No. 23 autorizada el 4 de noviembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Ibagüen, 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 y tiene por objeto principal comercializar, comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación.

La compañía tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

- Generadora de Occidente Limitada.
- Tecnoguat S.A.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

- Generadora Montecristo S.A.
- Renovables de Guatemala S.A.
- Transmisora de Energía Renovable S.A.

La variación en la inversión se presenta principalmente por los resultados del periodo que ha venido presentando Enel Guatemala S.A., debido a la estacionalidad climática del país en el primer semestre del año 2023.

- (9) Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. es una sociedad por acciones simplificada que 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. Dentro de sus estrategias comerciales se encuentra participar en el proceso de enajenación de acciones aprobado por el gobierno nacional de las compañías electrificadoras.
- (10) El 13 de febrero de 2023 se protocolizó convenio de Fusión suscrito entre las sociedades Generadora Solar Tolé S.R.L., Generadora Eólica Alto Pacora S.R.L. y Enel Renovable S.R.L.
- (11) Al 30 de junio de 2023 la inversión en la compañía Transmisora de Energía Renovable S.A. fue reclasificada como mantenido para la venta (ver nota 10).
- (12) En el mes de junio de 2023, se realiza transferencia de las acciones que se tenía por parte de Enel Colombia S.A. E.S.P en la sociedad PH Chucas S.A., a la compañía Enel Costa Rica CAM, por un valor de USD 64.596.747,87, que equivalen a 24.690 acciones.
- (13) Corresponde al deterioro de la inversión que tenía Enel Costa Rica CAM S.A., sobre Energía Global Operaciones S.A., atendiendo las pérdidas acumuladas que venía arrastrando dicha entidad. Para Chucas S.A. se presentó un deterioro de la inversión, asociada a los indicadores de deterioro de los activos en concesión de dicha entidad. Teniendo en cuenta la transferencia realizada de las acciones que se tenía por parte de Enel Colombia S.A.E.S.P en la sociedad Chucas PH S.A, a la compañía Enel Costa Rica, se incluye en esta cesión, el deterioro que Enel Costa Rica CAM S.A. presentaba por un valor de \$31.528.510.

Dividendos Guatemala

(*) Transmisora de Energía Renovable S.A. el 20 de marzo de 2023 declaró dividendos por USD 1.700.000 correspondiente a las utilidades de 2021 y 2022, de los cuales USD1.699.963,62 a Enel Colombia S.A. E.S.P., USD35,70 a Enel Guatemala S.A. y USD0,68 Generadora Montecristo S.A.; el pago fue realizado el 28 de marzo de 2023.

Generadora de Occidente Ltda. el 23 de junio de 2023 declaró y pagó dividendos por 14.000.000USD de los cuales USD13.860.000 a Enel Colombia S.A. E.S.P y USD140.000 a Enel Guatemala S.A.

Tecnoguat S.A el 23 de junio de 2023 declaró y pagó dividendos por USD400.000 de los cuales USD300.000 a Enel Colombia S.A. E.S.P y USD100.000 a Inversiones JB Limitada.

Renovables de Guatemala S.A el 23 de junio de 2023 declaro y pagó dividendos por USD24.300.000 de los cuales USD24.299.997,57 a Enel Colombia S.A. E.S.P y USD2.43 Enel Guatemala S.A.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

Dividendos Panamá

El 30 de marzo de 2023 la compañía Enel Fortuna S.A., declaró dividendos por USD52.710.079,85 correspondiente a las utilidades de 2022; USD26.384.120,08 a Enel Panamá CAM S.R.L., USD26.308.988,71 al Estado de Panamá y USD16.971,06 a terceros minoritarios.

El 24 de mayo de 2023, se declara dividendos por parte de Enel Panamá CAM S.R.L por valor de USD21.700.000, de los cuales USD21.692.769,08 a Enel Colombia S.A. E.S.P y USD7.230,92 a Enel Américas S.A. Estos dividendos fueron pagados en el mes de Junio.

Información correspondiente a las subsidiarias de Enel Colombia S.A. E.S.P.:

La información financiera al 30 de junio de 2023 de las sociedades sobre las cuales la Compañía tiene participación directa es la siguiente:

Compañías Colombia:

Estado Intermedio de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total Activo	Pasivo corriente	Patrimonio	Total Pasivo y Patrimonio
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	11.874.798	2.550.840	14.425.638	12.173.092	2.252.546	14.425.638
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	4.075.123	517.930	4.593.053	290.459	4.302.594	4.593.053

Estado Intermedio de Resultados

	Ingresos	Costos y Gastos	Resultado Financiero	Resultado de otras inversiones	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad (perdida) del período
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	15.926.385	(18.788.352)	19.320	-	886.630	(1.956.017)
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	1.039.924	(280.788)	14.399	-	(192.821)	580.714

Compañías Centroamérica:

Estado Intermedio de Situación Financiera:

	Activo Corriente	Activo No Corriente	Total Activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total Pasivo y Patrimonio
Renovables de Guatemala, S.A.	192.227.995	1.326.897.486	1.519.125.481	12.282.181	12.637	1.506.830.663	1.519.125.481
Enel Panamá CAM S.R.L. (*)	478.968.064	1.152.301.771	1.631.269.835	311.800.922	140.808.731	1.178.660.182	1.631.269.835
Enel Costa Rica CAM S.A.	18.661.038	77.330.771	95.991.809	1.467.682	315.830	94.208.297	95.991.809
Generadora de Occidente Ltda.	23.763.053	147.379.187	171.142.240	6.515.998	12.841.002	151.785.240	171.142.240
Generadora Montecristo, S.A.	231.397.060	85.726.806	317.123.866	172.614.177	39.099.039	105.410.650	317.123.866
PH Chucús S.A.	30.168.037	387.243.522	417.411.559	419.629.946	146.694.799	- 148.913.186	417.411.559
Tecnoguat, S.A.	13.255.834	67.946.032	81.201.866	1.578.462	1.605	79.621.799	81.201.866
Enel Renewable S.R.L. (**)	17.081.824	265.764.067	282.845.891	197.434.162	9.765.710	75.646.019	282.845.891
Enel Guatemala S.A. (***)	54.218.644	30.253.578	84.472.222	65.896.747	15.208.977	3.366.498	84.472.222
Llano Sanchez Power One S.R.L.	8.827.334	-	8.827.334	8.503.969	-	323.365	8.827.334

Estado Intermedio de Resultados

	Ingresos	Costos y Gastos	Resultado Financiero	Resultado en Venta de Activos	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad del período
Renovables de Guatemala, S.A.	86.445.980	(77.762.191)	10.466	-	(6.474.513)	2.219.742
Enel Panamá CAM S.R.L.	303.446.240	(196.172.996)	(30.362.676)	-	(36.810.057)	40.100.511
Enel Costa Rica CAM S.A. (*)	23.565.713	(57.219.860)	(167.872.591)	8.782	1.080.761	(200.437.195)
Generadora de Occidente Ltda.	29.708.735	(14.901.396)	(489.083)	-	(2.115.535)	12.202.721
Transmisora de Energía renovables	2.666.730	(992.752)	13.493	-	(189.152)	1.498.319

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

Generadora Montecristo, S.A.	5.334.905	(3.801.815)	2.629.949	-	(447.489)	3.715.550
PH Chucas S.A. (*)	22.415.947	(60.910.202)	(274.618.621)	-	-	(313.112.876)
Tecnoguat, S.A.	8.262.192	(6.780.248)	23.015	-	(596.503)	908.456
Enel Renovable S.R.L. (**)	31.296.536	(15.025.755)	(7.297.445)	-	(2.379.457)	6.593.879
Enel Guatemala S.A.	152.876.900	(153.133.940)	(296.650)	1	(294.179)	(847.868)
Generadora Solar Tole, S.R.L. (**)	-	(1.414)	-	-	-	(1.414)

(*) En el mes de junio de 2023, se realiza transferencia de las acciones que se tenía por parte de la Compañía en la sociedad PH Chucas S.A., a Enel Costa Rica CAM S.A.; de esta manera se deja de tener participación directa en la sociedad PH Chucas S.A.

(**) Reconocimiento en el resultado de la inversión a febrero de 2023 en Transmisora de Energía Renovable, S.A. antes de la reclasificación de mantenido para la venta y en Generadora Solar Tole, S.R.L. antes del proceso de Fusión con Enel Renovable S.R.L.

Información correspondiente a las asociadas de Enel Colombia S.A. E.S.P.:

Resultado asociadas:

	Total Activo	Total Pasivo	Patrimonio	Total Pasivo y Patrimonio	Utilidad/Pérdida del periodo
Colombia ZE S.A.S.	150.199.969	280.831	149.919.138	150.199.969	(2.843.176)
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	29.184.950	313.723	28.871.227	29.184.950	(897.467)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	22.868.262	4.921.559	17.946.703	22.868.262	5.446.703
Enel X Way Colombia S.A.S.	13.492.191	90.566	13.401.625	13.492.191	(110.159)

El detalle del efecto en resultado de las inversiones de Enel Colombia S.A. E.S.P. actualizadas por el método de participación patrimonial sobre las que la Compañía tiene inversión directa es el siguiente:

Compañías Colombia:

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso/Gasto	
	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2023	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2022
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 1.089.341	\$ -
Sociedad Portuaria Cartagena S.A.	580.227	102.245
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	(439.703)	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	(1.956.017)	(16.044)
Colombia ZE S.A.S.	(568.635)	13.222.174
Bogotá ZE S.A.S.	-	22.384.069
Enel X Way Colombia S.A.S.	(44.064)	-
Total	\$ (1.338.851)	\$ 35.692.444

Compañías Centroamérica:

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso/Gasto	
	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2023	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2022
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 40.087.158	\$ 32.446.698
Renovables de Guatemala, S.A.	2.219.740	13.830.438
Generadora de Occidente, Ltda.	12.080.694	9.225.126
Generadora Montecristo, S.A.	3.715.502	1.675.525
Transmisora de Energía Renovable, S.A.	1.498.288	3.810.386
Tecnoguat, S.A.	681.342	1.734.851
Enel Renovable S.R.L.	65.286	1.189.418
Generadora Solar Tole, S.R.L.	(14)	(52)
PH Chucas S.A.	(4.696.711)	509.565
Enel Guatemala S.A.	(847.783)	7.219.406
Enel Costa Rica CAM S.A.	(314.080.556)	(530.333)
Llano Sanchez Power One, S.A.	(3)	(16)
Total	\$ (259.277.057)	\$ 71.111.012

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

Activos Intangibles	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Derechos y servidumbres (1)	\$ 92.408.715	\$ 94.720.232
Costos de desarrollo	36.976.856	37.254.821
Licencias	4.362.056	5.961.305
Programas informáticos (2)	270.601.962	300.554.189
Otros activos intangibles identificables	382.667.314	352.264.644
<i>Construcciones y avances de obras</i>	382.667.314	352.264.644
Activos intangibles, neto	\$ 787.016.903	\$ 790.755.191
<i>Costo</i>		
Derechos y Servidumbres (1)	163.317.110	163.317.110
Costos de desarrollo	71.652.225	71.652.225
Licencias	89.266.813	88.697.341
Programas Informáticos (2)	717.777.399	691.268.867
Otros Activos Intangibles Identificables	386.536.728	356.134.058
<i>Construcciones y avances de obras</i>	382.667.314	352.264.644
<i>Otros recursos intangibles</i>	3.869.414	3.869.414
Activos Intangibles, Bruto	\$ 1.428.550.275	\$ 1.371.069.601
<i>Amortización</i>		
Derechos y Servidumbres(1)	(70.908.395)	(68.596.878)
Costos de desarrollo	(34.675.369)	(34.397.404)
Licencias	(84.904.757)	(82.736.036)
Programas Informáticos (2)	(447.175.437)	(390.714.678)
Otros Activos Intangibles Identificables	(3.869.414)	(3.869.414)
Amortización Acumulada de Activos Intangibles	\$ (641.533.372)	\$ (580.314.410)

- (1) 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 proyecto El Quimbo, esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo con la vigencia de los beneficios tributarios.

- (2) Adiciones por software asociados con los proyectos: Sistemas de servicio Centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas GDS (Local system, Big data, CRM) por \$11.323.103; e-HOME por \$8.647.008 Global SAP Management y Evolutivos por \$2.199.860; Contract Lifecycle Managemnt (CLM) por \$203.163; Otros programas por \$2.224.670; Workforce Management por \$1.910.730.

La composición y movimientos del rubro activos intangibles se detalla a continuación:

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

	Costos de Desarrollo	Derechos y Servidumbres	Licencias	Programas Informáticos	Construcciones y avances de obras	Activos Intangibles
Saldo Inicial 01 de enero de 2022	\$ 1.406.386	\$39.986.109	\$ 3.573.489	\$ 38.328.644	\$ 96.104.663	\$ 179.399.291
Movimientos en activos intangibles 2022						
Adiciones	-	-	-	-	250.284.346	250.284.346
Adiciones fusión	67.994.557	77.046.343	88.524.757	494.436.821	84.768.600	812.771.078
Trasposos	-	2.814.000	779.476	103.565.850	(107.159.326)	-
Amortización	(474.887)	(4.215.805)	(5.585.201)	(97.150.841)	-	(107.426.734)
Amortización Fusión	(30.061.092)	(16.615.938)	(58.609.189)	(238.986.571)	-	(344.272.790)
Otras Adiciones/Disminuciones-Reclasificaciones	(1.610.143)	(4.294.477)	(22.722.027)	360.286	28.266.361	-
Total movimientos en activos intangibles	35.848.435	54.734.123	2.387.816	262.225.545	256.159.981	611.355.900
Saldo Final 31 de diciembre de 2022	\$ 37.254.821	\$ 94.720.232	\$ 5.961.305	\$ 300.554.189	\$ 352.264.644	\$ 790.755.191
Adiciones (*)	-	-	-	-	57.480.675	57.480.675
Trasposos	-	-	569.472	26.508.533	(27.078.005)	-
Amortización	(277.965)	(2.311.517)	(2.168.721)	(56.460.760)	-	(61.218.963)
Total, movimientos en activos intangibles	(277.965)	(2.311.517)	(1.599.249)	(29.952.227)	30.402.670	(3.738.288)
Saldo Final 30 de junio 2023	36.976.856	92.408.715	4.362.056	270.601.962	382.667.314	787.016.903

(*) Al 30 de junio de 2023 se registraron adiciones correspondientes a:

Principales proyectos	Del 1 enero al 30 de junio de 2023
Proyecto Billing Faro	\$ 22.985.558
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT y renovables	15.066.873
BD - SOLAR - Atlántico PV	3.806.699
Proyectos Smart execution y Control	3.191.273
Salesforce	3.073.479
Global Trading y global Power Generation Digital Hub	2.522.422
BD - WIND Chemesky	2.292.527
Proyecto E-home	1.901.166
Proyectos M&f Smile	1.437.397
Aplicaciones móviles de proyectos GDS	1.203.281
	\$ 57.480.675

Al 30 de junio de 2023 la Compañía no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 30 de junio de 2023, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

Al 30 de junio de 2023 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de intangibles y no presentan cambios significativos:

Concepto	Promedio de años de vida útil estimada	
	2023	2022
Derechos y servidumbres	32	33
Costos de desarrollo	6	7
Licencias	2	3
Programas informáticos	3	3

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

14. Propiedades, Planta y Equipo, neto

	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Plantas y equipos	\$ 13.297.100.774	\$ 13.118.046.576
Plantas de generación hidroeléctrica	6.676.201.682	6.763.343.053
Plantas de generación termoeléctrica	626.772.487	620.296.072
Renovables	216.010.493	219.404.881
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	5.778.116.112	5.515.002.570
Construcción en curso (1)	4.260.337.186	3.531.082.403
Terrenos	475.645.434	424.059.853
Edificios	405.752.163	411.709.705
Instalaciones fijas y otras	64.726.949	55.632.259
Instalaciones fijas y accesorios	7.469.009	7.174.846
Otras instalaciones	57.257.940	48.457.413
Arrendamientos financieros	220.278.616	226.251.492
Activos por uso NIIF 16	220.278.616	226.251.492
Edificios	103.651.737	103.377.417
Terrenos	104.010.099	104.091.278
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	12.616.780	18.782.797
Propiedades, plantas y equipos, neto	\$ 18.723.841.122	\$ 17.766.782.288
Costo		
Plantas y equipos	\$ 23.560.115.866	\$ 23.067.124.741
Plantas de generación hidroeléctrica	10.248.714.561	10.254.542.977
Plantas de generación termoeléctrica	1.507.915.932	1.465.214.019
Renovables	258.368.975	256.627.544
Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución (b)	11.545.116.398	11.090.740.201
Construcción en curso	4.260.337.186	3.531.082.403
Terrenos	475.645.434	424.059.853
Edificios	543.684.181	539.343.500
Instalaciones fijas accesorios y otras	273.747.034	263.134.198
Instalaciones fijas y accesorios	34.262.910	33.130.211
Otras instalaciones	239.484.124	230.003.987
Arrendamientos financieros	292.527.542	287.462.964
Instalaciones fijas y otras	839.602	839.602
Activos por uso NIIF 16	291.687.940	286.623.362
Edificios	117.881.745	113.389.598
Terrenos	117.850.771	117.823.801
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	55.955.424	55.409.963
Propiedades, plantas y equipos, bruto	\$ 29.406.057.243	\$ 28.112.207.659
Depreciación y deterioro del valor de propiedad, planta y equipo		
Plantas y equipos (*)	\$ (10.263.015.092)	\$ (9.949.078.165)
Plantas de generación hidroeléctrica	(3.572.512.879)	(3.491.199.924)
Plantas de generación termoeléctrica	(881.143.445)	(844.917.947)
Renovables	(42.358.482)	(37.222.663)
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	(5.767.000.286)	(5.575.737.631)
Edificios	(137.932.018)	(127.633.795)
Instalaciones fijas, accesorios y otras	(209.020.085)	(207.501.939)
Instalaciones fijas y accesorios	(26.793.901)	(25.955.365)
Otras instalaciones	(182.226.184)	(181.546.574)
Arrendamientos financieros	(72.248.926)	(61.211.472)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(71.409.324)	(60.371.870)
Edificios	(14.230.008)	(10.012.181)
Terrenos	(13.840.672)	(13.732.523)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(43.338.644)	(36.627.166)
Depreciación y deterioro acumulado	\$ (10.682.216.121)	\$ (10.345.425.371)

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

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

- (1) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuadas por la Compañía al 30 de junio de 2023, en el desarrollo de proyectos energía renovable; Windpeshi por \$1.164.403.876; Solar Guayepo por \$852.864.089; Solar La Loma por \$482.235.929; Solar Fundación por \$405.106.512; Solar El Paso por \$48.643.027; y a las mejoras, reposiciones y modernizaciones efectuadas en las centrales de generación por \$113.631.258, Líneas, redes y subestaciones por \$1.071.085.758, iluminación pública por \$28.417.052, otros proyectos de inversión en centrales de generación, renovables y distribución por \$ 93.949.685.

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

	Plantas y Equipos							Propiedades, Planta y Equipo
	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas de Generación Hidroeléctrica, termoeléctrica y renovables	Subestaciones, Instalaciones y Redes de Distribución	Instalaciones Fijas, accesorios y otros	Arrendamientos Financieros	
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2021	\$ 121.409.999	\$ 285.511.224	\$51.848.693	\$ 7.592.311.889	-	\$ 13.399.049	\$ 73.363.849	\$8.137.844.703
Adiciones	2.115.598.780	-	-	839.923	2.419.274	-	42.978.409	2.161.836.386
Adiciones fusión	1.958.832.722	126.870.305	417.627.029	254.650.787	10.800.856.168	167.231.514	153.713.234	13.879.781.759
Traspasos	(658.771.731)	11.680.360	24.429.488	172.892.967	430.725.323	19.043.593	-	-
Retiros	-	(2.036)	(1.762)	(452.798)	(13.066.287)	(193.647)	-	(13.716.530)
Gasto por depreciación	-	-	(10.786.409)	(231.996.304)	(325.554.774)	(14.237.849)	(20.639.277)	(603.214.613)
Depreciación fusión	-	-	(71.407.334)	(28.866.903)	(5.380.377.134)	(129.906.173)	(23.164.723)	(5.633.722.267)
Deterioro de propiedad planta y equipo	-	-	-	(283.266.920)	-	-	-	(283.266.920)
Otros incrementos (decrementos)	(5.987.367)	-	-	126.931.365	-	295.772	-	121.239.770
Total movimientos	3.409.672.404	138.548.629	359.861.012	10.732.117	5.515.002.570	42.233.210	152.887.643	9.628.937.585
Saldo final 31 de diciembre de 2022	3.531.082.403	424.059.853	411.709.705	7.603.044.006	5.515.002.570	55.632.259	226.251.492	17.766.782.288
Adiciones (a)	1.288.754.910	-	-	-	677.565	-	14.040.856	1.303.473.331
Traspasos(b)	(574.839.624)	51.586.684	4.340.681	42.399.631	458.477.315	18.035.313	-	-
Retiros (c)	-	(1.103)	-	(136.541)	(1.913.035)	(3.318)	-	(2.053.997)
Gasto por depreciación	-	-	(10.298.223)	(123.115.813)	(194.128.303)	(9.242.355)	(11.153.575)	(347.938.269)
Otros incrementos (decrementos) (d)	15.339.497	-	-	(3.206.621)	-	305.050	(8.860.157)	3.577.769
Total movimientos	729.254.783	51.585.581	(5.957.542)	(84.059.344)	263.113.542	9.094.690	(5.972.876)	957.058.834
Saldo final 30 de junio de 2023	\$ 4.260.337.186	\$ 475.645.434	\$ 405.752.163	\$ 7.518.984.662	\$ 5.778.116.112	\$ 64.726.949	\$ 220.278.616	\$ 18.723.841.122

- (a) Al 30 de junio de 2023, las adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden a las inversiones realizadas sobre los proyectos de energía renovable; mejoras, reposiciones y modernizaciones en las centrales de generación y redes, subestaciones e iluminación pública, a continuación, las más importantes del período:

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 30 de junio de 2023
Solar Guayepo	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	414.668.704
Líneas y redes	Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución	347.740.121
Subestaciones y centros de Transformación	Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	177.359.958
Wind Windpeshi	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	116.458.471
Solar Fundación	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	85.283.119
Solar el Paso	Servicios auxiliares central; recuperación sistema de turbina	43.230.466
Solar La Loma	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	26.930.520
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.	21.168.855

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

CH-Guavio	Sedimentación Guavio Fase I; sistema estator; recuperación rodetes, ductos, transformadores y turbina de la central	17.297.846
CH- Guaca	Sistema de automatización y telecontrol; recuperación transformadores y turbina	9.156.432
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	7.468.450
Sedes Administrativas y Comerciales	Obras civiles, equipos, mobiliarios, equipos de cómputo del edificio Calle 93 y sedes comerciales de Cundinamarca	7.145.323
CC-Termostiza	Adquisición de equipos electromecánicos, Proyectos OCM y mejoramiento ambiental BEEP	5.511.549
CH- paraíso	Automatización y telecontrol centrales; modernización cargadores de baterías central Paraíso; sistemas de turbina Guaca y Paraíso; estabilización talud Paraíso.	4.153.428
CF-Cartagena	Sistema de Chimenea U3 y recuperación calderas central unidades 2 y 3, mantenimiento turbina	3.382.865
CH-Tequendama	Recuperación turbinas y modernización sistemas auxiliares	1.670.469
Otras inversiones	Obras civiles y mobiliarios centrales Hidroeléctricas y térmicas	128.334
Total Variación		\$ 1.288.754.910

(b) Al 30 de junio de 2023, 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:

Proyecto	Total activación
Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT) y transformadores de distribución	\$ 255.941.584
Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	179.662.334
Inversión en activos de apoyo en curso como terrenos, construcciones y edificaciones Administrativas, maquinaria, equipo de cómputo y comunicación y vehículos.	95.630.577
CF-Cartagena	28.636.354
CH- Guaca y Paraíso	4.147.715
CH-Guavio	3.747.968
CC-Termostiza	2.878.985
CH-Centrales menores (Rio Bogotá)	1.846.338
CH-Tequendama	1.184.682
CH-Quimbo y Betania	732.781
Torres de medición	430.306
Total	\$ 574.839.624

(c) Al 30 de junio de 2023 se realizan bajas por \$2.053.997 correspondientes a: transformadores, luminarias, activos de alta tensión de distribución por \$1.913.035; bajas por mantenimiento a plantas de generación \$136.541 hidroeléctricas y maquinaria, equipos y mobiliarios por \$3.318 y terrenos por \$1.103.

(d) Al 30 de junio de 2023 los otros incrementos/decrementos corresponden a la actualización VPN desmantelamiento y provisiones ambientales por efecto de tasa, de acuerdo con la CINIIF 1 por \$12.437.926 y variación del derecho de uso contratos de arrendamiento por (\$8.860.157).

Al 30 de junio de 2023 la Compañía presenta propiedad, planta y equipos (terrenos) cuya titularidad tiene restricción así: i) Quimbo por \$25.581.482 ; ii) Guavio y Rio Bogotá por \$713.610 y iii) Terreno Subestación Chía por \$235.173.

Al 30 de junio de 2023 la Compañía presenta en funcionamiento las unidades disponibles para generación en las centrales y distribución en las subestaciones y redes.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

Al 30 de junio de 2023 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de la propiedad, planta y equipo y no presentan cambios significativos; así mismo, no se identificó indicios de deterioro.

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

Clases de propiedad, planta y equipo	Promedio de años de vida útil de años estimada	
	2023	2022
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	54	53
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	27	29
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	23	21
Torres de medición eólica	3	3
Estaciones solares	6	7
Páneles y Miscelaneos	22	23
Subestaciones	25	25
Redes de alta tensión	35	36
Red de baja y media tensión	31	31
Equipos de medida y telecontrol	18	18
Edificios	46	48
Instalaciones fijas, accesorios y otras	11	12
Activos para uso NIIF 16		
Edificios	33	33
Terrenos	28	28
Vehículos	2	2

15. Pasivos financieros

	Al 30 de junio de 2023			Al 31 de diciembre de 2022		
	Corriente			Corriente		
	Capital	Intereses	No Corriente	Capital	Intereses	No Corriente
Obligaciones Bancarias (1)	\$ 850.008.805	\$ 114.644.285	\$ 3.896.540.872	\$ 618.795.402	\$ 64.977.265	\$ 3.248.507.699
Bonos emitidos (2)	636.894.335	38.554.616	1.978.598.673	765.130.000	47.340.264	2.420.448.051
Instrumentos derivados (3)	94.259.308	-	11.319.325	4.615.446	-	-
Obligaciones por leasing (4)	19.288.267	4.366.580	198.797.679	23.770.281	4.096.053	199.575.515
	\$ 1.600.450.715	\$ 157.565.481	\$ 6.085.256.549	\$ 1.412.311.129	\$ 116.413.582	\$ 5.868.531.265

(1) El detalle de las obligaciones por préstamos de deuda a 30 de junio de 2023 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	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	Total no corriente
Banco de Bogotá S.A.	16,03%	10/02/2024	\$8.752.756	\$400.000.000	\$408.752.756	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	13,74%	21/12/2023	1.114.597	300.000.000	301.114.597	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA COLOMBIA S.A.	13,88%	14/01/2025	41.689.784	33.333.333	75.023.117	66.666.660	-	-	-	-	66.666.660
Bancolombia S.A.	13,67%	15/07/2026	74.339.733	-	74.339.733	60.000.000	60.000.000	60.000.000	-	-	180.000.000
Mufg Bank Ltd Americas	17,12%	12/04/2028	24.445.863	-	24.445.863	-	227.875.000	227.875.000	227.875.000	-	683.625.000
Bancolombia S.A.	14,42%	15/07/2026	16.758.680	-	16.758.680	15.000.000	15.000.000	15.000.000	-	-	45.000.000
Bancolombia S.A.	14,80%	5/04/2028	16.576.400	-	16.576.400	-	-	-	480.000.000	-	480.000.000
Bancolombia S.A.	14,74%	28/07/2028	10.218.373	-	10.218.373	-	-	-	411.000.000	-	411.000.000
Scotiabank Colpatría S.A.	14,05%	14/05/2026	6.806.630	-	6.806.630	-	400.000.000	-	-	-	400.000.000
Bancolombia S.A.	13,73%	28/04/2029	5.904.444	-	5.904.444	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	250.000.000
Bancolombia S.A.	16,37%	30/11/2029	4.943.680	-	4.943.680	-	-	-	-	360.000.000	360.000.000
Banco de Bogotá S.A.	14,47%	5/04/2026	946.942	2.556.507	3.503.449	3.408.661	2.840.551	-	-	-	6.249.212
Bancolombia S.A.	13,92%	30/11/2026	3.111.680	-	3.111.680	-	-	260.000.000	-	-	260.000.000
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	13,06%	6/01/2024	1.163.075	1.520.364	2.683.439	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	13,88%	19/10/2027	2.679.506	-	2.679.506	-	-	-	100.000.000	-	100.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	5,84%	2/11/2026	2.014.801	-	2.014.801	-	-	215.000.000	-	-	215.000.000
Bancolombia S.A.	14,11%	30/11/2027	1.789.200	-	1.789.200	-	-	-	150.000.000	-	150.000.000
Bancolombia S.A.	14,83%	30/11/2028	1.113.014	-	1.113.014	-	-	-	-	89.000.000	89.000.000
Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	0,00%	16/10/2023	612.091	204.030	816.121	-	-	-	-	-	-

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	13,06%	8/02/2024	266.578	435.152	701.730	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	14,09%	23/12/2027	595.422	-	595.422	-	-	-	200.000.000	-	200.000.000
Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	0,00%	30/11/2023	270.455	180.303	450.758	-	-	-	-	-	-
Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	0,00%	28/08/2023	309.697	-	309.697	-	-	-	-	-	-
Total Créditos			\$226.423.401	\$738.229.689	\$964.653.090	\$195.075.321	\$755.715.551	\$827.875.000	\$1.618.875.000	\$499.000.000	\$3.896.540.872

Para el segundo trimestre de 2023 se generaron las siguientes obligaciones financieras:

- Préstamo del banco Mufg Bank Ltd Americas por \$683.625.000 con fecha de vencimiento 12 abril de 2028 tasa IBR Overnight + 3.70% TV.
- Préstamo de Bancolombia S.A. por \$300.000.000 plazo 6 meses, tasa 13,741%, bullet, pago de interés trimestral.

El 4 de abril se generó el pago del crédito por 42.000.000 USD del Bank of Nova Scotia.

La Compañía no tiene ningún covenant activo.

(2) El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 30 de junio de 2023 es el siguiente:

Serie	Tasa EA	Tipo de tasa	Corriente			1 a 2 años	2 a 3 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente					
E7-17	6,46%	Fija	790.200	\$ 200.000.000	\$ 200.790.200	-	-	-	-	-
B5-18	15,53%	Variable	5.393.115	195.000.000	200.393.115	-	-	-	-	-
B10-14	16,67%	Variable	3.656.638	186.394.335	190.050.973	-	-	-	-	-
B15-09	19,21%	Variable	1.379.009	55.500.000	56.879.009	-	-	-	-	-
B12-18	16,39%	Variable	5.482.240	-	5.482.240	-	-	-	160.000.000	160.000.000
B12-13	17,75%	Variable	4.112.728	-	4.112.728	-	193.340.000	-	-	193.340.000
B7-20	15,11%	Variable	3.593.500	-	3.593.500	-	-	250.000.000	-	250.000.000
B12-13	17,98%	Variable	3.303.573	-	3.303.573	-	362.940.282	-	-	362.940.282
B16-14	17,03%	Variable	3.251.463	-	3.251.463	-	-	-	162.407.017	162.407.017
E7-18	6,74%	Fija	2.916.000	-	2.916.000	200.000.000	-	-	-	200.000.000
B10-19	16,36%	Variable	2.002.800	-	2.002.800	-	-	-	200.000.000	200.000.000
B15-12	16,45%	Variable	1.507.600	-	1.507.600	-	-	199.911.374	-	199.911.374
E4-20	4,70%	Fija	1.165.750	-	1.165.750	250.000.000	-	-	-	250.000.000
			\$ 38.554.616	\$ 636.894.335	\$ 675.448.951	\$ 450.000.000	\$ 556.280.282	\$ 449.911.374	\$ 522.407.017	\$ 1.978.598.673

(3) La Compañía al 30 de junio de 2023 tiene constituidos ciento cuarenta y un (141) derivados de cobertura de flujo con valoración pasiva así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha		Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
				Vencimiento						
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/08/2023		110.000.000	CNH	733,43	\$ 15.898.680	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2023		110.000.000	CNH	722,39	15.527.958	-
Forward	Inversiones/proyecto	Crédit Agricole centre France	Cash Flow Hedge	28/09/2023		77.121.158	CNH	708,24	8.767.391	-
Forward	Inversiones/proyecto	BKOFAMERICA_US	Cash Flow Hedge	31/07/2023		10.000.000	USD	5.016,00	7.956.332	-
Forward	Inversiones/proyecto	Crédit Agricole centre France	Cash Flow Hedge	31/07/2023		10.558.620	USD	4.744,63	5.561.640	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/04/2024		10.000.000	USD	4.853,54	3.740.151	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	29/02/2024		10.000.000	USD	4.798,72	3.661.996	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/11/2023		10.000.000	USD	4.710,67	3.576.105	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/08/2023		5.761.994	USD	4.675,49	2.415.795	-
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg Bank Ltd Americas	Cash Flow Hedge	31/07/2023		5.076.922	USD	4.533,86	1.615.814	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2023		1.500.000	USD	5.300,60	1.433.586	-
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg Bank Ltd Americas	Trading	6/07/2023		3.978.481	USD	4.504,36	1.304.350	-
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg Bank Ltd Americas	Cash Flow Hedge	27/07/2023		3.712.000	USD	4.531,66	1.193.783	-
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg Bank Ltd Americas	Cash Flow Hedge	28/09/2023		3.339.597	USD	4.592,16	1.027.060	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/06/2024		1.250.000	USD	5.373,50	988.259	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/07/2023		1.250.000	USD	5.008,10	987.268	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/11/2023		1.000.000	USD	5.335,35	953.388	-
Forward	Frontera	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	21/07/2023		1.069.792	USD	5.049,40	902.540	-
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg Bank Ltd Americas	Cash Flow Hedge	31/07/2023		2.679.626	USD	4.533,86	852.835	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	21/07/2023		1.012.657	USD	5.022,35	820.611	-

Enel Colombia S.A. E.S.P.**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados**

(En miles de pesos)

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha		Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
				Vencimiento	Nocional Activo				
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/08/2023	2.285.395	USD	4.610,50	813.242	-
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg Bank Ltd Americas	Trading	19/07/2023	1.740.902	USD	4.522,86	564.687	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/10/2023	700.000	USD	5.086,57	549.297	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2023	700.000	USD	5.117,41	545.583	-
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg Bank Ltd Americas	Trading	6/07/2023	1.583.056	USD	4.504,36	519.008	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/07/2023	500.000	USD	5.195,51	487.301	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/08/2023	500.000	USD	5.232,52	484.059	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/10/2023	500.000	USD	5.267,13	480.067	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/05/2024	700.000	USD	5.224,55	479.919	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/08/2023	633.000	USD	4.928,53	421.035	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/11/2023	500.000	USD	5.149,52	388.105	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/05/2024	700.000	USD	5.089,78	386.982	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2023	568.000	USD	4.896,98	383.523	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/10/2023	582.000	USD	4.957,97	380.769	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/11/2023	585.000	USD	5.016,98	375.799	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2023	571.000	USD	4.987,97	370.140	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Banco de Bogotá S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2024	1.200.000	USD	4.650,78	328.383	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/08/2023	400.000	USD	5.052,75	316.625	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2023	475.000	USD	4.916,90	275.744	-
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg Bank Ltd Americas	Trading	6/07/2023	838.447	USD	4.504,36	274.886	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	400.000	USD	5.191,00	268.542	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024	400.000	USD	5.158,00	266.212	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2024	418.000	USD	5.031,70	265.022	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2024	400.000	USD	5.095,00	263.078	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2023	581.000	USD	4.758,35	250.836	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/08/2023	424.000	USD	4.845,98	248.324	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/11/2023	557.000	USD	4.786,60	238.466	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/07/2023	393.000	USD	4.812,69	232.577	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/08/2023	477.000	USD	4.729,49	225.054	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	30/04/2024	400.000	USD	5.058,46	219.497	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	1/04/2024	400.000	USD	5.028,27	217.784	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/01/2024	400.000	USD	4.974,90	217.351	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/07/2023	479.000	USD	4.666,72	215.656	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/02/2024	300.000	USD	5.125,00	198.067	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2023	1.000.000	USD	4.412,21	196.266	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/08/2023	1.000.000	USD	4.433,21	181.889	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/08/2023	404.000	USD	4.702,09	179.792	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	21/07/2023	203.931	USD	5.022,35	165.256	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/11/2023	285.000	USD	4.948,90	164.794	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	29/02/2024	300.000	USD	5.002,33	163.359	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/07/2023	200.000	USD	5.020,25	160.131	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	495.000	USD	4.820,80	156.663	-
Forward	Frntera	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	17/08/2023	177.463	USD	5.069,57	146.724	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/10/2023	230.000	USD	4.888,20	135.016	-
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg Bank Ltd Americas	Trading	27/07/2023	309.241	USD	4.531,66	99.452	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2024	315.000	USD	4.709,20	96.143	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2024	145.000	USD	4.979,90	83.839	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	250.000	USD	4.790,05	77.676	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2024	177.000	USD	4.813,52	75.409	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	1/04/2024	235.000	USD	4.762,00	73.039	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/02/2024	220.000	USD	4.736,00	67.840	-
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg Bank Ltd Americas	Cash Flow Hedge	31/07/2023	1.939.137	USD	4.180,00	62.059	-
Forward	Frntera	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	19/10/2023	70.985	USD	5.135,25	57.650	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	21/07/2023	67.977	USD	5.022,35	55.085	-
Forward	Frntera	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	21/07/2023	64.763	USD	4.992,76	50.584	-
Forward	Inversiones/proyecto	Crédit Agricole centre France	Cash Flow Hedge	31/08/2023	63.120.560	CNH	587,01	45.593	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	21/07/2023	54.315	USD	5.022,35	44.014	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/07/2023	1.000.000	USD	4.254,25	40.426	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/07/2023	1.000.000	USD	4.254,25	40.426	-
Forward	Frntera	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	21/07/2023	33.838	USD	5.126,91	30.922	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/08/2023	1.000.000	USD	4.277,50	30.202	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/08/2023	1.000.000	USD	4.277,50	30.202	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	1.040.000	USD	4.496,22	28.257	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	1.040.000	USD	4.496,22	28.257	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024	790.000	USD	4.449,22	17.748	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024	790.000	USD	4.449,22	17.748	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	680.000	USD	4.473,47	17.644	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	680.000	USD	4.473,47	17.644	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/02/2024	760.000	USD	4.427,72	16.530	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/02/2024	760.000	USD	4.427,72	16.530	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2024	710.000	USD	4.404,72	14.178	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2024	710.000	USD	4.404,72	14.178	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/05/2024	488.000	USD	4.481,08	6.797	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/04/2024	297.000	USD	4.460,46	4.300	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/04/2024	334.000	USD	4.438,22	4.212	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2024	347.000	USD	4.395,79	4.120	-

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha		Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
				Vencimiento	Nocional Activo				
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/02/2024	298.000	USD	4.416,80	3.552	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	31/07/2024	4.500.000	USD	4.942,60	-	1.775.281
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/11/2024	1.250.000	USD	5.550,50	-	1.042.758
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/09/2024	1300000	USD	5.358,60	-	939.539
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	30/09/2024	1300000	USD	5.202,12	-	740.765
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/09/2024	900000	USD	5.325,54	-	641.358
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/07/2024	900000	USD	5.290,92	-	633.352
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/07/2024	800000	USD	5.256,63	-	555.251
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/09/2024	900000	USD	5.174,88	-	507.871
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/07/2024	900000	USD	5.146,75	-	506.055
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/10/2024	700.000	USD	5.403,50	-	505.543
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/07/2024	800000	USD	5.117,35	-	445.765
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/12/2024	600.000	USD	5.435,50	-	437.766
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/10/2024	700000	USD	5.222,50	-	397.742
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/12/2024	600000	USD	5.255,55	-	346.617
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024	875.000	USD	4.929,80	-	296.080
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/09/2024	575.000	USD	4.906,80	-	192.506
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	575.000	USD	4.876,80	-	189.199
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	500.000	USD	4.846,80	-	160.744
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	465.000	USD	4.956,80	-	160.079
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	370.000	USD	4.984,80	-	129.976
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/01/2025	100000	USD	5.472,50	-	74.325
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/01/2025	100000	USD	5.283,50	-	58.484
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025	125.000	USD	5.025,75	-	46.385
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/09/2024	1.120.000	USD	4.564,72	-	41.976
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/09/2024	1.120.000	USD	4.564,72	-	41.976
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	930.000	USD	4.604,72	-	39.844
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	930.000	USD	4.604,72	-	39.844
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	1.070.000	USD	4.542,06	-	37.992
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	1.070.000	USD	4.542,06	-	37.992
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	780.000	USD	4.624,72	-	35.430
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	780.000	USD	4.624,72	-	35.430
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	960.000	USD	4.514,50	-	26.623
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	960.000	USD	4.514,50	-	26.623
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024	640.000	USD	4.582,72	-	24.899
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024	640.000	USD	4.582,72	-	24.899
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025	520.000	USD	4.636,72	-	22.353
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025	520.000	USD	4.636,72	-	22.353
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/09/2024	576.000	USD	4.557,00	-	18.052
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	549.000	USD	4.533,00	-	15.131
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	472.000	USD	4.513,00	-	12.464
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2024	531.000	USD	4.578,35	-	11.001
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/09/2024	413.000	USD	4.562,03	-	8.871
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/12/2024	486.000	USD	4.591,50	-	8.565
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2025	209.000	USD	4.605,47	-	3.566
Total valoración								\$ 94.259.308	\$ 11.319.325

(4) A continuación, el detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 30 de junio de 2023 y al 31 de diciembre de 2022:

	Al 30 de junio de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Vehículos (a)	\$ 10.195.911	\$ 2.483.175	\$ 13.117.051	\$ 6.034.292
Edificios (b)	8.132.760	90.824.095	8.309.839	94.190.451
Terrenos (c)	5.227.947	104.791.117	5.629.939	99.350.772
Maquinaria y equipo	98.229	-	194.237	-
Redes eléctricas	-	699.292	615.268	-
Total	\$ 23.654.847	\$ 198.797.679	\$ 27.866.334	\$ 199.575.515

(a) Corresponde principalmente a la amortización de capital y pago de intereses de Transportes Especiales Aliados S.A.S. por (\$4.309.507), Busexpress S.A.S por (\$1.631.220) y ALD Automotive S.A. por valor de (\$1.002.052); y a nuevos contratos de transporte manageriales con ALD Automotive S.A. por valor de \$ 527.445.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

- (b) La disminución en edificios corresponde principalmente a la amortización de capital y pago de intereses del Edificio Q93 por valor de (\$3.087.343), Almincarga S.A. (\$455.945), Paez Ruiz y Asociados (\$129.346) y ampliaciones de contratos de Gestión Inmobiliaria MIC S.A \$91.104, Paola Londoño \$ 99.218 y Almincarga S.A. \$ 36.211.
- (c) Corresponde principalmente a contratos nuevos de arrendamiento de terrenos para el desarrollo de proyectos renovables con Maria Cecilia Botero de Botero \$8.184.350 Agroinversiones Campos Verdes por \$3.808.398, Rosalilian Borja Alvarado \$628.196, Marelvis Zamora \$378.649; contratos para la infraestructura para patios de recarga de Transmilenio S.A. con Julio Flechas por \$106.696 y amortización de capital y pago de intereses de Compañía General de Actividades y Suministros S.A.S (\$3.390.708), C.I. ALLIANCE S.A. (\$1.405.433), Terrapuerto S.A.S. (\$1.072.959), Agropecuaria Doña Barbara y Marelvis Zamora por (\$642.935); Luis Charris y Herederos (\$612.956) y Rolando Manjarres Charris (\$578.300) Agroinversiones Campos Verdes (\$462.534).

Al 30 de junio de 2023, la Compañía cuenta con \$3.606.582.017 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.

Al 30 de junio de 2023 existen tres garantías con Scotiabank Colpatria S.A. 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.

16. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 30 de junio de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 1.520.773.384	\$ -	\$ 1.055.805.318	\$ -
Estimados por compra de energía y gas (2)	589.958.246	-	519.814.756	23.418.367
Otras cuentas por pagar (3)	185.445.511	-	190.876.979	388
Total	\$ 2.296.177.141	\$ -	\$ 1.766.497.053	\$ 23.418.755

- (1) Al 30 de junio de 2023 la variación corresponde principalmente a cuenta por pagar de bienes y servicios mediante operaciones factoring con Citibank Colombia S.A. por \$110.138.380, Bancolombia S.A. por \$77.256.036, Banco JP Morgan SE por \$20.002.092 y Banco AV Villas S.A. por \$16.212.938.

Adicionalmente cuentas por pagar a la Administración de Impuestos Nacionales por concepto de renta de \$500.675.182 correspondiente a la última cuota por pagar del año 2022 y a proveedores: Huawei Technologies Colombia S.A.S. por \$21.276.234, CJR Renewables Colombia S.A.S. por \$21.072.531, Sungrow Power Supply Co. LTD. por \$18.111.458, Soltec Energías Renovables, S.L. por \$17.196.579, Hidroeléctrica del Alto Porce S.A.S por \$16.396.324, entre otros proveedores. Incluye también estimados de bienes y servicios por \$187.470.952.

- (2) Al 30 de junio de 2023 corresponde principalmente a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de distribución por \$370.545.820; segmento de generación por \$134.577.487 y comercialización de gas por \$7.612.953. Adicionalmente la Compañía presenta una cuenta por pagar a XM S.A. E.S.P. según Resolución CREG 101 029 de 2022 por la financiación de la facturación de compras de energía cuya porción corriente asciende a \$62.588.770.

- (3) El detalle de otras cuentas por pagar al 30 de junio de 2023 y al 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

	Al 30 de junio de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otras cuentas por pagar (a)	\$ 147.015.766	\$ -	\$ 133.592.025	\$ 388
Recaudo a favor de terceros (b)	35.916.364	-	3.560.342	-
Saldos a favor de clientes (c)	2.513.381	-	53.724.612	-
Total	\$ 185.445.511	\$ -	\$ 190.876.979	\$ 388

- (a) Al 30 de junio de 2023 el pasivo a corto plazo corresponde principalmente a las adecuaciones – obras eléctricas ejecutadas por socios comerciales por \$107.411.230, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por \$39.604.536. Los ADD's corresponden al cargo de distribución de otros operadores de red que por mandato regulatorio deben ser facturados y recaudados por la Compañía a sus usuarios finales bajo el esquema de áreas de distribución. 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.
- (b) Al 30 de junio de 2023 corresponde principalmente al recaudo por suscripciones a periódicos, revistas, aseo y pólizas de seguros, entre otros. La variación corresponde a la cuenta por pagar por recaudo del contrato Openbook con Scotiabank S.A.
- (c) Corresponde a los saldos a favor de clientes generados principalmente por mayor valor pagado y por ajustes de facturación del segmento de distribución.

17. Provisiones

	Al 30 de junio de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisiones ambientales	\$ 126.681.197	\$ 175.082.002	\$ 165.338.131	\$ 128.372.377
<i>Ambiental y obras Quimbo (1)</i>	67.295.069	30.292.040	105.490.421	2.152.004
<i>Plan de Restauración Quimbo (1)</i>	29.696.082	29.512.036	28.242.097	30.116.699
<i>Provisión Ambiental Río Bogotá (2)</i>	7.740.026	16.111.003	9.099.228	12.568.899
<i>Provisión ambiental el Paso (3)</i>	2.088.230	14.209.800	2.711.479	11.651.629
<i>Plan de Compensación CAR (4)</i>	19.227.600	84.888.091	19.389.926	71.883.146
<i>Otras compensaciones ambientales</i>	634.190	69.032	404.980	-
Provisión de reclamaciones legales (5)	14.761.613	8.864.650	17.053.613	8.640.394
<i>Civiles y otros</i>	10.117.781	6.056.883	12.907.515	6.333.309
<i>Laborales</i>	4.643.832	2.807.767	4.146.098	2.307.085
Desmantelamiento	7.178.490	176.096.739	13.301.006	146.266.798
<i>Desmantelamiento Central Cartagena (6)</i>	-	158.067.488	-	138.140.857
<i>Desmantelamiento de PCBs (7)</i>	7.178.490	11.662.948	13.301.006	2.966.463
<i>Desmantelamiento de Asbesto</i>	-	3.775.640	-	3.787.058
<i>Otras provisiones de desmantelamiento</i>	-	2.590.663	-	1.372.420
Otras provisiones	36.861.888	12.653.146	44.757.778	12.881.775
<i>Provisión Incertidumbre Fiscal (8)</i>	23.822.904	-	22.576.736	-
<i>Provisión Recuperación Tominé (9)</i>	4.917.491	3.160.280	9.912.481	-
<i>Provisión Fondo de Transición (10)</i>	1.805.474	4.479.174	5.952.542	8.224.823
<i>Provisión plan de retiro Central Cartagena (11)</i>	6.316.019	4.320.556	6.316.019	3.963.815
<i>Otros</i>	-	693.136	-	693.137
Total Provisiones	\$ 185.483.188	\$ 372.696.537	\$ 240.450.528	\$ 296.161.344

- (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 2026. ii) Plan de Restauración, incluye las obras necesarias para mitigar

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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, pesquero y programas de monitoreo de fauna, flora, clima y paisaje.

La tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y del plan de restauración Quimbo a junio de 2023 es 19.42% y 10.18% y a diciembre de 2022 es 20.30% y 13.14% EA EA, respectivamente.

Reclamación Consorcio Impregilo

Durante el 2015, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante la Compañía 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 la Compañía y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. La Compañía 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 la Compañía para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021 por medio del addendum 17 firmado en enero de 2017.

En noviembre de 2016, la Compañía 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.

La Compañía presentó reclamación al contratista y a la Compañía AXA Colpatria Seguros S.A., porque considera que algunos eventos que afectan la calidad de las obras de la presa son responsabilidad de la Compañía. AXA Colpatria rechazó la reclamación por garantía de calidad y estabilidad de las obras.

La Compañía 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 Colpatria 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 Colpatria Seguros S.A. Las pretensiones de la demanda sumaban \$99.201.254. Una vez presentada la demanda, el Centro de Arbitraje notificó a las partes el 2 de junio de 2020.

A su vez el Consorcio Impregilo-OHL, presentó demanda de Reconvención (Contrademanda), por valor de \$3.712.037. La contrademanda presentada por el Consorcio Impregilo-OHL, fue

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

contestada el 4 de diciembre de 2020 por la Compañía, rechazando el cobro de los dineros allí señalados.

El 5 de febrero de 2021, la Compañía presentó reforma de la demanda arbitral siendo admitida por autos del 15 de febrero el 4 de marzo de 2021.

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.

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 de 2022, el Tribunal previo a decretar las pruebas pedidas por las partes, impuso una serie de cargas que la Compañía debe cumplir en 10 días hábiles. La Compañía debe precisar la prelación e importancia de los testigos citados. La audiencia fue suspendida hasta el 22 de febrero de 2022.

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.

Entre el 10 de mayo de 2022 y el 21 de junio de 2022, se llevaron a cabo las audiencias de práctica de pruebas. Solamente quedaron faltando, aparte de concluir las disputas relativas a la exhibición de documentos de Enel Colombia al consorcio, la declaración del Representante Legal de Ecoinsa, empresa que presentó el dictamen de contradicción a nuestra reclamación de lucro cesante, la declaración de Gonzalo Lozano Triana y la declaración del Representante Legal de FEC, todos peritos, las cuales se programaron para el 2, 4 y 9 de agosto de 2022 respectivamente, a partir de las 9:30 am.

El 30 de junio de 2022, la Compañía radicó un memorial mediante el cual se pronuncia frente al memorial presentado por el consorcio el 13 de junio de 2022, en relación con los documentos que supuestamente la parte convocante ha omitido exhibir.

En el mes de agosto de 2022, concluyó el período probatorio y se presentaron los alegatos de conclusión.

El Tribunal en auto del 31 de agosto de 2022, ordenó de oficio la ampliación de los informes técnicos presentados por los contratistas de Enel, Ingetec y Consorcio Maseq Moreno, relacionados con los diseños del Presa y el informe pericial de Lucro Cesante las ampliaciones fueron presentadas y se dispuso a aplazar las demandadas, por un término de cinco (5) días, que vencieron el 10 de octubre del mismo año.

Dentro del término que venció el 10 de octubre de 2022, por petición de la Aseguradora Llamada en Garantía por la demandada Axa Colpatria, eso es; por Segurexpo el Tribunal en providencia del 11 de octubre en los términos de los artículos 275 y 276 del Código General del Proceso, ordenó a INGETEC y al Consorcio M&M (Contratista de la Compañía) para que procedieran a pronunciarse sobre las solicitudes de aclaración y complementación al informe rendido.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

El término para rendir las aclaraciones venció el 19 de octubre fecha en la cual se presentaron los informes respectivos. Actualmente se continua a la espera de que el Tribunal ordene cerrar el período probatorio y corra traslado para alegar de conclusión, y de acuerdo con los términos legales se espera que el laudo arbitral se emita en el primer semestre del 2023.

El 15 de noviembre de 2022, en audiencia, se notifican las siguientes providencias:

Auto No. 72, en el que se resuelve declarar "...que, hasta esta etapa del proceso, no hay irregularidad o vicio que configure una nulidad, que hubiere que sanear...".

Auto No. 73, en el que se resuelve, entre otras cosas, (I) declarar concluida la práctica de las pruebas, y (II) fijar el 14 de febrero de 2023, a para realizar, la audiencia de alegatos de conclusión. En ese orden de ideas se mantiene la posibilidad, y de acuerdo con los términos legales que el laudo arbitral se emita en el primer semestre del 2023.

El Tribunal el 1 de febrero de 2023, notificó el Auto No. 74, en el que se resuelve reprogramar la audiencia de alegatos para el 7 de marzo de 2023.

El 6 de febrero de 2023, se notificó el Auto No. 75, en el que se resuelve decretar, como prueba de oficio, un informe que habrá de rendir Ingetec sobre el valor que en el pago hecho por Emgesa a Ingetec con ocasión del reperfilado, corresponde a los trabajos relativos a la Galería GD2.

El 13 de febrero de 2023, se notificó el Auto No. 76, en el que se resuelve correr traslado, por el término de 3 días, del informe rendido por Ingetec el 9 de febrero de 2023.

El 7 de marzo de 2023 se realizó la audiencia de alegatos para escuchar los argumentos de las partes.

Mediante Auto No. 78 se fijó que el 16 de agosto de 2023, se llevará a cabo la audiencia en la que se proferirá el laudo.

Al corte del 30 de junio de 2023, no hay novedad al respecto y sigue en firme la fecha del próximo 16 de agosto, para llevar a cabo la audiencia de laudo, en la que se dará lectura a la parte resolutive de este.

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, la Compañía al 31 de diciembre de 2018 tiene 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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 la Compañía 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 la autoridad ambiental, provoca que las ejecuciones se extienden en el tiempo, postergando el bienestar percibido por las mismas”*.

Dado lo anterior, la Compañía continúa 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.

La Compañía 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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

En febrero 24 de 2021, la Compañía 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%. La Compañía por su parte presentará 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, la Compañía procederá a realizar la respectiva concertación con la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena-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.

De otra parte, teniendo en cuenta que el valor actual liquidado del Plan 1% sigue siendo parcial, la Compañía avanza en la gestión para certificar, de los valores pendientes de reportar a la Autoridad Ambiental.

El 16 de diciembre de 2021, la CAM mediante comunicación con radicado 20211020279531, aprobó que el incremento del presupuesto del Plan 1% por el valor de \$5.998.410.444; 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 La Compañía 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:

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

“En la mesa técnico-jurídica celebrada el 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, Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.) no ha recibido respuesta. Se adjunta acta de reunión.

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, carnés 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 que acredite la necesidad de estos 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, la Compañía informó 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.

El 29 de marzo de 2022 mediante radicado ANLA 2022058211-1-0000, la Compañía solicitó a la Autoridad Ambiental aclaración y confirmación sobre tres puntos de los costos asociados al cumplimiento de esas disposiciones pueden ser cargados al presupuesto liquidado del plan de inversión del 1%.

1. Costos del proceso de normalización de los predios que implica diferentes trámites ante las entidades públicas que hacen parte del proceso y son necesarios y obligatorios.

Así mismo se informa que, “debido a las dificultades operativas que presenta el IGAC, Enel Colombia S.A. E.S.P., estudia la posibilidad de realizar un convenio de cooperación con el municipio de Garzón, quien fue autorizado como gestor catastral en la Resolución 1698 del 9 de noviembre del 2021, “Por medio de la cual se habilita como gestor catastral al municipio de Garzón-Huila y se dictan otras disposiciones”.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

En este sentido, se solicitó que todos los costos en que incurra *Enel Colombia S.A. E.S.P.* para estos procesos de saneamiento predial, se puedan cargar al presupuesto del Plan de Inversión del 1%.

2. Aclarar y dar alcance al concepto "buen estado de conservación" de los predios a adquirir a través de la línea "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".

En este sentido, es preciso conocer si las actividades de identificación visual del paisaje con fotografías aéreas, el uso de drones y los informes de las actividades anexas pueden ser costeadas con el presupuesto del Plan de inversión forzosa del 1%.

3. Se autorice el pago de visitas de la CAM para emitir los respectivos conceptos de aprobación o descarte para la compra de los predios ofertados por los municipios costos con los recursos del Plan de inversión del 1%.

Mediante radicado 2022104387-2-000 del 26 de mayo de 2022 la ANLA se pronuncia informando lo siguiente:

En conclusión, para la aceptación de los gastos elegibles con cargo a la inversión forzosa de no menos del 1%, los titulares de licencias ambientales deben soportar técnicamente su contribución a la "recuperación, preservación, conservación y vigilancia de la cuenca hidrográfica", justificando la necesidad de estos y financieramente aportar contratos, convenios, actas de avance, presupuestos efectivamente ejecutados, facturas y comprobantes de egreso que demuestren los valores cancelados.

1. Los costos asociados a esta actividad (identificación visual del paisaje a través de fotografías aéreas y uso de drones; así como, "actividades anexas"), los cuales no han sido solicitados por parte de esta Autoridad, no serán elegibles del monto de la inversión forzosa de no menos del 1%, al considerarse que no es necesario incurrir en ellos para identificar áreas con coberturas vegetales conservadas, destacando que los montos a invertir deben enfocarse en las acciones que propenden a la conservación y protección del recurso hídrico, el cual corresponde al objetivo de la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1% y por tanto debe darse un uso eficiente del mismo.
2. Respecto a la elaboración de conceptos técnicos por parte de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM producto de la visita en campo de los predios a adquirir, es viable descontar dicho valor del monto de la inversión forzosa de no menos del 1%; no obstante, se aclara que este valor será descontado únicamente de los predios que sean finalmente adquiridos una vez se surta todo el proceso de compra y entrega del predio cumpliendo con todos los requisitos asociados y discriminados en el numeral 2 del artículo segundo de la Resolución 2398 del 29 de diciembre de 2021.

Mediante Acto Administrativo No. 1572 del 22 de julio de 2022- Expediente LAM4090 la ANLA se pronuncia informando lo siguiente:

"ARTÍCULO PRIMERO. ACEPTAR como parte de la liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, la suma de SESENTA Y DOS MILLONES CUATROCIENTOS DIESEINUEVE MIL DOSCIENTOS SETENTA Y NUEVE PESOS CON SIETE CENTAVOS. (\$62.419.279.07), liquidado sobre la base de liquidación que corresponde a la suma de SEIS MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y UN MILLONES NOVESCEINTOS VEINTISIETE MIL NOVESCEINTOS SIETE PESOS MCTE. (\$6.241.927.907), valor que corresponde al ítem de adquisición terrenos del periodo comprendido entre el 16 de octubre de 2019 y el 31 de diciembre de 2021, de conformidad con lo expuesto en la parte motiva del presente acto administrativo."

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

Mediante radicado 00322725 del 16 de agosto de 2022, por parte de la Compañía solicitando las siguientes aclaraciones:

1. Respecto al párrafo segundo del artículo segundo de la Resolución No. 1572 del 22 de julio de 2022, solicitamos respetuosamente se realice la verificación de los valores y se aclare la cifra de (\$1.225.527), correspondiente al incremento del 10%, toda vez que al aplicar dicho porcentaje a la base a actualizar de \$1.229.526.748, difiere al valor señalado en la resolución. Como consecuencia de la aclaración, de ser necesario, se realice el ajuste de las cifras que se deriven de la cifra aclarada.
2. Respecto al artículo tercero, solicitamos respetuosamente aclarar que el Informe de Cumplimiento Ambiental – ICA- 26, corresponde al primer semestre de 2022 y no al segundo semestre del año 2021, como lo señala el artículo.

Mediante Resolución 02829 del 30 de noviembre de 2022, la ANLA modifica el artículo segundo de la Resolución 1572 del 22 de julio de 2022, con el cual se actualiza la liquidación parcial acumulada a diciembre de 2021 de la inversión forzosa de no menos del 1%, cuyo valor asciende a \$16.326.576.088,18 y presenta el siguiente balance de la inversión:

BALANCE DE INVERSION FORZOSA DE NO MENOS DEL 1%	
Valor de Liquidación con base en los certificados a costo histórico a 2018.	\$ 14.795.967
Valor incremento al porcentaje incremental establecido en el artículo 321 de la Ley 1955 de 2019.	1.229.527
Subtotal valor Liquidación actualizada al artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 (Base corte 2018)	16.025.494
Valor 1% Sistema de medición de Filtraciones (Periodo 2019-2020 aceptado en Resolución 1328 del 28 de julio de 2021)	238.663
Valor adicional Ítem adquisición de Terrenos (Periodo 16 de octubre de 2019 a 4 de diciembre de 2020 y año 2021 aceptado en Resolución 1572 del 22 de julio de 2022)	62.419
Total Liquidación inversión forzosa de no menos del 1% acumulada a 31 de diciembre de 2021	62.419
Valor en ejecución del Plan de Inversión a la entrada en vigor del artículo 321 de la Ley 1955 de 2019.	2.500.699
Valor por ejecutar del Plan de Inversión del 1%	\$ 13.825.877

Fuente: Resolución ANLA 02829 del 30 de noviembre de 2022.

Sumado a lo anterior, la Compañía continúa la gestión para la ejecución de las líneas de inversión asociadas a la adquisición de predios y construcción de PTARD.

En este sentido, se priorizó el proceso de revisión del predio “El Danubio” cuyo estudio de títulos es viable y pasará a aprobación por parte de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM).

De otra parte, el municipio de Garzón recibió aval técnico y financiero por parte de la firma Aguas del Huila al proyecto de PTARD del centro poblado San Antonio del Pescado, y avanza en la realización del plan de saneamiento y manejo del vertimiento como requisito final para la presentación del proyecto a la CAM para aprobación de su ejecución con los recursos del Plan de inversión del 1%.

Dada la falta de predios para compra desde el pasado 02 de enero de 2023 se realizó la radicación de la solicitud de apertura de la nueva línea de inversión Instrumentación y monitoreo de recurso hídrico a la ANLA. El 13 de febrero, ANLA emitió concepto de viabilidad para el uso de la línea de inversión y queda a la espera del proyecto para aprobación. Se realizó reunión de acercamiento

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

con la CAM el pasado 27 de marzo de 2023 y está pendiente la elaboración del proyecto por parte de esta entidad para presentar a la ANLA.

Mediante resolución N° 00283 del 17 de febrero de 2023, la ANLA acepta lo siguiente:

- Como ejecutado la suma de \$460.908 por la adquisición del predio Aguas Claras.
- Como ejecutado la suma de \$698.411 del predio Lote No. 4.
- La propuesta de adquisición del predio El Desengaño ubicado en el municipio de Oporapa.
- Lo referente a la adquisición de predios donde se evidencie al menos el 70% de extensión del total con coberturas, no es un factor excluyente de la adquisición de predios.

Y requiere lo siguiente:

- a. El levantamiento topográfico para dar como ejecutado el monto del predio La Pradera.
- b. El Avalúo del predio Agua Blanca ubicado en el municipio de Paicol expedido el 17 de noviembre de 2020.
- c. El ajuste o aclarar las diferencias encontradas en la ubicación y límites entre el área registrada del predio La Pradera.
- d. La información documental y cartográfica para aprobación de los predios Quebrada Los Monos en el municipio de Isnos y Villa Nohora en el municipio de Palestina.

Enel Colombia dio respuesta parcial a la resolución N° 00283 del 17 de febrero de 2023 mediante radicado N° 2023068167-1-000 del 31 de marzo de 2023.

El 31 de marzo de 2023, mediante radicado ANLA 2023068722-1-000, Enel hizo entrega del Informe de Cumplimiento Ambiental (ICA) N° 27, en el cual se presentó todo el avance del Plan 1% correspondiente al segundo semestre del año 2022.

La ANLA, posteriormente, en comunicación recibida por Enel (Rad ANLA N° 20234700059581) el 12 de mayo de 2023, solicitó la radicación del ICA N° 27 en medio físico, el cual fue debidamente entregado por Enel el 29 de mayo de 2023 (Radicado ANLA N° 2023-620-015879-2).

El 07 de marzo de 2023, Enel Colombia radicó a la ANLA para su aprobación (Radicado N° 2023045547-1-000) un proyecto denominado “Construcción de la planta de tratamiento de aguas residuales del centro poblado San Antonio del Pescado de Garzón Huila” para cofinanciación con el presupuesto del Plan de inversión del 1%.

El 31 de mayo de 2023, la Compañía dio respuesta a la ANLA (radicado N° 20236200172712), al requerimiento del Artículo Décimo Cuarto Resolución No. 462 del 08 de marzo de 2021, relacionado con el reporte de las inversiones base de liquidación, de la inversión forzosa de no menos del 1% efectuadas en el año 2022.

La ANLA mediante resolución N° 1145 del 05 de junio de 2023, aprobó la inclusión del proyecto mencionado, como parte de la línea de inversión “Interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales domésticas” con cargo a la obligación de inversión forzosa de no menos del 1%.

Adicionalmente, requirió el ajuste del proyecto y la presentación de un plan de seguimiento y monitoreo del cuerpo de agua detallado, para verificar el cumplimiento de las metas y objetivos del proyecto, dentro del cual solicitó definir indicadores y actividades de socialización con las comunidades. Finalmente, solicita que los resultados de los análisis fisicoquímicos y microbiológicos sean remitidos a la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM con el fin de tomar medidas correctivas en caso de no cumplir con los rangos establecidos en la normativa.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

De otra parte, la Compañía mediante radicado N° 20236200197942 del 07 de junio de 2023, dio respuesta a los literales a y c del artículo quinto de la Resolución N° 00283 del 17 de febrero de 2023

El 26 de junio de 2023, el municipio de Garzón, Empresas públicas de Garzón (Empugar) y la Compañía, suscribieron un convenio tripartito para la ejecución del proyecto “Construcción del sistema de tratamiento de aguas residuales en el centro poblado San Antonio del Pescado del Municipio de Garzón”, por el valor de \$3.077.470.632 y una duración de 18 meses. El aporte de la Compañía será de \$2.103.199.390, con recursos del Plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo. El municipio aportará la suma de \$974.271.242. Este acuerdo, incluye para cumplimiento del municipio, los requerimientos de la resolución N° 1145 del 05 de junio de 2023.

El 27 de junio de 2023, el municipio de Elías (Huila) y la Compañía, suscribieron un Convenio para la adquisición del predio denominado “El Desengaño” (47,55 ha) por parte del municipio, con los recursos del Plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo, por el valor de \$305.806.366. Lo anterior, con el fin de proteger los afluentes del río Magdalena y cuenca abastecedora del municipio de Elías, mediante la conservación y protección del predio mencionado.

El 28 de junio de 2023, el municipio de El Agrado, Empresas públicas de El Pital y El Agrado S.A. ESP y la Compañía, suscribieron un convenio tripartito para la ejecución del proyecto “Optimización sistema de tratamiento de aguas residuales STAR del municipio de El Agrado, Departamento del Huila”, por el valor de \$1.243.782.162 y una duración de 06 meses. El aporte de la Compañía será de \$929.930.588, con recursos del Plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo. El municipio aportará la suma de \$81.368.926 y Empresas públicas de El Pital y El Agrado S.A. ESP aportará la suma de \$232.482.647.

Con relación a la línea de inversión “Formación de promotores ambientales de la comunidad” Enel radicó el 15 de mayo de 2023 a la ANLA, la propuesta realizada por el SENA para la ejecución del proceso de formación. A su vez, Enel consulta a la Autoridad sobre la viabilidad del pago de apoyo económico por un valor de \$400.000 pesos mensuales para cada aprendiz, de acuerdo con la propuesta del SENA.

- (2) Corresponde a la 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 su costa. La Compañía plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2038, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 10,20% E.A.
- (3) Corresponde a las 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 - Corpopesar 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 30 de junio de 2023, 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 10,49% 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 epifitas 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).

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

- (4) Al 30 de junio de 2023, 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 de la Compañía en la Resolución 2984 del 9 de octubre de 2017, 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, la Compañía fue notificada 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 la Compañía 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 pasado 25 de noviembre de 2021.

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta que la Compañía 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, la Compañía 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 30 de junio de 2023, el valor de las pretensiones en las reclamaciones a la Compañía por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$16.773.252.821 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$23.626.263 (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 de la Compañía y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera de la Compañía.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones no es posible determinar un calendario razonable con fechas de pago.

Al 30 de junio de 2023, el valor de las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y contratistas se detalla así:

Procesos	Calificación	No. de Procesos	Valor de la Contingencia	Valor provisión
-Distribución - Civil	Posible	157	\$ 563.589.614	\$ -
	Probable	40	24.839.547	7.715.027
	Remota	78	13.088.414.947	
Total distribución - Civil		275	13.676.844.108	7.715.027
-Distribución-Laboral	Posible	90	17.565.897	-
	Probable	46	11.519.771	8.008.447
	Remota	17	2.477.869	
Total distribución-Laboral		153	31.563.537	8.008.447
Generación-Inundaciones A97	Posible	3	169.370	-
	Probable	1	2.953.181	185.039
Total generación-Inundaciones A97		4	3.122.551	185.039

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

Generación-Inundaciones D97	Posible	8	5.503.756	-
Total generación-Inundaciones D97		8	5.503.756	-
Generación-Laboral	Posible	27	2.716.964	
	Probable	5	2.830.223	1.443.265
	Remota	4	7.085.370	
Total general Total Generación-Laboral		36	12.632.557	1.443.265
Generación-Otros	Posible	28	62.042.501	
	Probable	3	150.817	17.551
	Remota	19	2.350.116.836	-
Total Generación-Otros		50	2.412.310.154	17.551
Quimbo	Posible	165	607.069.818	-
	Probable	1	5.377.741	1.400.000
	Remota	5	2.946.552	-
Total Quimbo		171	615.394.111	1.400.000
Renovables – Laboral	Posible	1	14.754	-
	Remota	3	29.509	-
Total Renovables – Laboral		4	44.263	-
Renovables-Civil	Posible	2	14.234.784	-
	Remota	2	1.603.000	-
Total Renovables-Civil		4	15.837.784	-
Total general		705	\$ 16.773.252.821	\$ 18.769.329

Concepto	Valor de la provisión a 2023
Primas de éxito	\$ 4.496.817
Provisión litigios Fiscales	956.450
Sanciones	1.783.925
VPN	(2.380.258)
	\$ 4.856.934

- (6) Durante el año 2022 la Compañía adelantó un análisis sobre las opciones de recalificación en el uso de las instalaciones, implementación de nuevas tecnologías tales como el Hidrogeno verde, paneles solares flotantes, uso de biocombustibles, y otras opciones incluyendo el ámbito inmobiliario. Los resultados obtenidos no sustentan las futuras inversiones que favorezcan una recuperación, reutilización, repotenciación y/o retoma operativa para futuros periodos de la Central Cartagena. Por ello y de acuerdo con la resolución 1420 del 06 de noviembre de 2015 por la cual se ajusta vía seguimiento la resolución 1809 del 15 de octubre de 2008 en su “Artículo Noveno: Aceptar el plan de cierre y abandono como fue presentado y requerir a la Compañía para que revise y ajuste esta ficha, para la fecha en que se dé el periodo de cierre, considerando las condiciones que lleguen a presentarse para esa época.”. Con base en lo anterior y considerando que por la antigüedad de la central al 31 de diciembre de 2021 no era requerido la constitución de dicha provisión hasta tanto se determinara el periodo de cierre. El plazo determinado para la ejecución será entre noviembre de 2023 y 2028.
- (7) 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, la Compañía 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.

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

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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 la Compañía 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 la Compañía 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 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.

Desde 2017, la Compañía inició el lavado de carcasas, no se realizó exportación en este periodo teniendo en cuenta que el contrato mencionado terminó su vigencia. En diciembre de 2016 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. Durante 2022 se han realizado dos actividades de lavado de carcasas y una de declorinación de aceite.

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 fue 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 \$4.419.000.

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 30 de junio de 2023 se ajusta la estimación de la provisión a 2025 de acuerdo con los límites establecidos por la resolución; el incremento se debe a la actualización de valores de disposición final, personal, marcación, muestreos y levantamientos de equipos. El saldo de la provisión a 30 de junio de 2023 es de \$20.635.470, la Compañía actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 21,99% 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.

- (8) A partir del 1 de enero de 2020 la Compañía 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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, la Compañía ha venido adelantando la revisión de los contratos celebrados con entidades del exterior y el cumplimiento de requisitos que se deben tener en consideración.

- (9) Corresponde a los valores comprometidos por la Compañía 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 y el otro sí número cuatro firmado en diciembre de 2022, con una prórroga de 10 años adicionales.
- (10) En el año 2020 la compañía 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 de la Compañía. 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 la Compañía.
- (11) En el año 2022, la Compañía reconoció una provisión para el plan de retiro del personal de la Central Cartagena, teniendo en cuenta que se tiene previsto el desmantelamiento de esta una vez finalizados sus compromisos regulatorios vigentes (Obligaciones de Energía Firme) en noviembre de 2023.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2023 es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión Incertidumbre Fiscal	Provisiones Ambientales	Provisión Fondo de Transición	Provisión plan de retiro Central Cartagena	Otros	Total
Saldo Inicial a 01 de enero de 2023	\$ 25.694.007	\$ 159.567.804	\$ 22.576.736	\$ 293.710.508	\$ 14.177.365	\$ 10.279.834	\$ 10.605.618	\$ 536.611.872
Incremento (Decremento)	3.355.273	20.007.641	1.246.168	(7.569.716)	(6.837.012)	-	(1.834.711)	8.367.643
Provisión utilizada	(4.940.366)	(4.076.585)	-	(6.667.535)	(1.707.884)	-	-	(17.392.370)
Actualización efecto financiero	286.942	7.776.369	-	22.289.942	652.179	356.741	-	31.362.173
Recuperaciones	(769.593)	-	-	-	-	-	-	(769.593)
Total movimientos en provisiones	(2.067.744)	23.707.425	1.246.168	8.052.691	(7.892.717)	356.741	(1.834.711)	21.567.853
Saldo final al 30 de junio de 2023	\$ 23.626.263	\$ 183.275.229	\$ 23.822.904	\$ 301.763.199	\$ 6.284.648	\$ 10.636.575	\$ 8.770.907	\$ 558.179.725

18. Pasivos por impuestos corrientes

Impuesto sobre la renta

El impuesto a la renta por pagar se presenta a continuación:

	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 981.078.894	\$ 1.790.073.730
Impuesto por pagar año anterior	14.936.366	34.746
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(62.639.930)	(192.496.450)
Autorretenciones otros conceptos	(148.004.804)	(203.927.032)
Autorretenciones de retención en la fuente	(193.441.732)	(329.100.349)
Anticipo de renta año siguiente	(452.711.244)	(302.831.588)
Saldo a favor renta EGP 2021	-	(4.552.858)
Pasivos por impuestos corrientes	\$ 139.217.550	\$ 757.200.199

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

(1) El pasivo por impuesto de renta corriente por pagar está compuesto por:

	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período	\$ 963.691.408	\$ 1.767.589.678
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	17.387.486	22.484.052
	\$ 981.078.894	\$ 1.790.073.730

A junio 2023 se presenta un impuesto de renta corriente por \$981.078.894, el cual se tendrá en cuenta en la presentación de la declaración de renta en el año 2024.

Las declaraciones de renta de los años gravables 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 se encuentran abiertas para revisión por parte de las autoridades tributarias; así como, la renta para la equidad CREE de 2016. Sin embargo, en opinión de la gerencia, en el evento en que ocurra un proceso de fiscalización, no se esperan diferencias significativas.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa vigente. Para el año gravable 2023 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.

Precios de Transferencia

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.

Los deberes formales del año 2021 que se presentan a la DIAN fueron transmitidos en debida forma el 13 de septiembre de 2022. Para el caso de Codensa S.A. E.S.P. y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. se presentaron el 16 de septiembre de 2022 y el 19 de septiembre de 2022, respectivamente.

Las transacciones realizadas durante el 2022 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en 2023 la documentación comprobatoria e informativa por el año 2022 en los términos establecidos por el Gobierno Nacional, igualmente para las operaciones del año 2023.

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, perfeccionado el 20 de diciembre de 2010:

Objeto: La compañía se compromete a construir la hidroeléctrica "El Quimbo".

Monto de inversión y Plazos: Las inversiones de la Compañía relacionadas con el proyecto El Quimbo comprometidas fueron de \$1.922.578.143. Antes de la puesta en operación en el año 2015 de la central se había determinado un incremento del presupuesto incluido el gasto financiero que se proyectaba incurrir para la financiación del proyecto por valor de \$1.001.698.548, cada año según los nuevos valores invertidos se debe cancelar incrementar el valor de la prima.

Normas claves objeto de Estabilidad Jurídica (con favorabilidad):

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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:

- Cumplir con el monto de la inversión planeada para la construcción y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.
- Pagar la prima de conformidad con lo estipulado en el párrafo 2 de la cláusula 2 del contrato de estabilidad jurídica. Según la inversión inicial se pagó una prima por \$9.612.891 (consignada el 23 de diciembre de 2010) y se debe ajustar en el evento en que se realicen aumentos en el monto de la inversión. En diciembre de 2014, la Compañía pagó \$6.299.623 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión aprobada. En marzo de 2016, diciembre 2019, enero 2021 y marzo 2023 la Compañía pagó \$4.657.387, \$3.225.114, \$1.204.102 y \$124.412, respectivamente, por concepto de ajuste de la prima por la mayor inversión realizada.
- 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 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 2022 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el 29 de marzo de 2023.

19. Otros pasivos no financieros

	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Anticipos por venta de energía (1)	\$ 190.436.431	\$ 177.215.002
Impuestos distintos a la renta (2)	142.180.693	112.109.690
Anticipos de clientes por uso de redes	17.335.893	3.677.484
Ingresos diferidos	3.818.047	3.818.047
	\$ 353.771.064	\$ 296.820.223

(1) La variación del período corresponde a un incremento del anticipo de compras de energía por \$13.221.429, principalmente con Caribe Mar de la Costa S.A.S. E.S.P., Americana de Energía S.A.S., Ruitoque S.A. E.S.P. y Air S.A.S E.S.P.

(2) Al 30 de junio de 2023, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Provisión para pago de impuestos	\$ 32.874.922	\$ 34.197.022
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines	109.305.771	77.912.668
	\$ 142.180.693	\$ 112.109.690

20. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 30 de junio de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley (1)	\$ 71.165.066	\$ 2.813.524	\$ 85.752.551	\$ 2.520.355
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo (2)	32.202.468	432.959.042	32.440.716	365.314.784
Beneficios por planes de retiro	5.553.553	-	5.383.395	-
Otras obligaciones	570.664	-	101.536	-
	\$ 109.491.751	\$ 435.772.566	\$ 123.678.198	\$ 367.835.139

- (1) Al 30 de junio de 2023 corresponde principalmente a bonificaciones \$23.308.588; vacaciones y prima de vacaciones \$15.940.468; así mismo, la Compañía 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.
- (2) La Compañía 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.

La Compañía 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 en el estado intermedio separado de situación financiera, respecto de los planes de pensiones de beneficios definidos, es el valor presente de la obligación del beneficio definido a la fecha del estado intermedio separado 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.

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a 1.445 pensionados con una edad promedio de 70 años.

Otras obligaciones post-empleo

Beneficios a pensionados

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

La Compañía 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.

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 124 empleados con una edad y antigüedad promedio de 57 y 30 años, respectivamente.

Beneficios de largo plazo.

La Compañía 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 Empresa de Energía de Cundinamarca 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 189 empleados con una edad y promedio de 55.

Al 30 de junio de 2023 se actualizaron hipótesis actuariales financieras por la firma AON Hewitt México, utilizando el siguiente conjunto de hipótesis:

Hipótesis financieras:

Tipo de tasa	Al 30 de junio de	Al 31 de diciembre de
	2023	2022
Tasa de descuento	7,84%	9,51%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	8,49%	8,49%
Tasa de incremento a las pensiones	7,42%	7,42%
Inflación estimada	7,42%	7,42%
Inflación servicio médico	10,00%	10,00%

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 30 de junio de 2023 es el siguiente:

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	Plan de beneficios definidos
Saldo final al 31 de diciembre de 2022	\$ 297.785.281	\$ 66.476.365	\$ 10.210.370	\$ 9.372.106	\$ 13.911.377	\$ 397.755.499
Costo del servicio corriente	-	-	174.371	156.153	46.403	376.927
Costo financiero	13.657.394	3.030.770	464.381	390.670	549.596	18.092.811
Contribuciones Pagadas	(10.160.202)	(2.676.286)	(1.717.773)	(1.542.599)	(7.181.126)	(23.277.986)
Adquisiciones	-	-	-	-	6.837.013	6.837.013
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	54.843.008	8.976.086	865.098	416.986	276.068	65.377.246
Saldo final al 30 de junio de 2023	\$ 356.125.481	\$ 75.806.935	\$ 9.996.447	\$ 8.793.316	\$ 14.439.331	\$ 465.161.510

Convención colectiva de trabajo

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 dos actas de acuerdo una para la vigencia 2021 suscrita el 31 de diciembre de 2020 y una para la vigencia 2022 suscrita el pasado 31 de diciembre de 2021, mediante la cual se determinó 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.

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 unificaron los textos convencionales de Codensa siendo aplicable a todos los empleados y al personal proveniente de la extinta Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC).

A pesar de la fusión, por acta de acuerdo entre CODENSA, EMGESA y SINTRAELECOL las convenciones colectivas continuarán siendo aplicables a los grupos establecidos, hasta tanto se realice

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

la negociación de una convención colectiva unificada, la cual se dio a partir de noviembre de 2022 conforme a lo legalmente establecido.

El 16 de diciembre de 2022, se firmó durante la etapa de arreglo directo, la nueva Convención Colectiva que regulará las relaciones laborales entre la Compañía y los trabajadores convencionados en los próximos tres años. Los principales puntos del acuerdo que beneficiará al 100% de nuestro personal convencionado son los siguientes:

- Se unificaron las convenciones colectivas de Enel-Emgesa y Enel-Codensa a una sola.
- Se aplicarán incrementos salariales así:
 - Año 2023: IPC+2%
 - Año 2024: IPC+3%
 - Año 2025: IPC+4%
- Se Incrementarán todos los auxilios y beneficios convencionales en IPC, a partir del año 2023.
- Durante los próximos 5 años, se realizará la unificación gradual de beneficios como primas, evaluación de desempeño, bono de energía y auxilio de transporte. Para ello, se tomará como referente los porcentajes o valores más altos.
- Se tendrá un nuevo préstamo de vehículo híbrido o eléctrico, por valor de cuarenta millones de pesos (\$40.000.000) a una tasa del 0% de interés.
- Se unificarán los valores de préstamos de vivienda, de vehículo y de libre inversión. Se tomará el valor del préstamo más alto y el tope será actualizado en los próximos años según el aumento del IPC.
- Se otorgará en enero de 2023, un bono de firma por valor de cuatro millones de pesos (\$4.000.000), para el personal vinculado al sindicado antes del 11 de noviembre de 2022.
- Se aumentará el bono de retiro por mutuo acuerdo por pensión legal de vejez, por valor de 10 SMLMV (Salario Mínimo Legal Vigente) para trabajadores del nuevo convenio. También se aumentará a 30 SMLMV (Salario Mínimo Legal Vigente) para trabajadores de convenio retroactivo y convenio Ley 50.
- Se Incrementará el auxilio sindical para la organización sindical.

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.

Estando dentro del término legal el sindicato presentó la denuncia contra dicha Convención Colectiva y 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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 sin acuerdo 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.

Al 30 de junio de 2023, ya fue promulgado el Laudo Arbitral por parte del Tribunal de Arbitramento. Contra el mismo, tanto la empresa como el sindicato interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue admitido y está pendiente de ser remitido a la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral para que sea resuelto en última instancia.

En lo que respecta a ASIEB-CODENSA, presentado el pliego de petición por parte de ASIEB al Grupo el día 30 de diciembre de 2019, se dio inicio conforme a los términos ley a la etapa de arreglo directo, 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.

Negociación Colectiva - REDES

La organización sindical REDES presentó desde el año 2013 pliego de peticiones ante CODENSA S.A E.S.P. 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, remitiéndose el expediente a la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, quien en la sentencia SL 4089 de 2022, devuelve el laudo arbitral al Tribunal de Arbitramento para que se pronuncie frente a las siguientes peticiones: comité tripartito, indemnización por despido, procedimiento para permisos por calamidad, derecho a la información, extensión de fuero sindical en el tiempo, médico en cada sede de la empresa, capacitación, cultura y recreación, reajuste salarial y salario mínimo; no anulando ni devolviendo las demás disposiciones atacadas del laudo arbitral del 30 de julio de 2021.

21. 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 (pasivo) por impuesto diferido neto al 30 de junio de 2023:

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2022	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 30 de junio de 2023
Otras provisiones (1)	\$ 133.531.325	\$ (62.014.033)	-	\$ 71.517.292
Obligaciones de aportación definida	32.641.161	316.573	79.903	33.037.637
Impuesto diferido activo	166.172.486	(61.697.460)	79.903	104.554.929
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(354.283.463)	52.132.768	2.319.396	(299.831.299)
Forward y swap	(67.334.651)	27.610.210	54.119.865	14.395.424
Método de participación CAM	(124.475.552)	(824.673)	42.345.166	(82.955.059)
Otros	(368.381)	13.155	-	(355.226)
Impuesto diferido pasivo	(546.462.047)	78.931.460	98.784.427	(368.746.160)
Impuesto diferido pasivo, neto	\$ (380.289.561)	\$ 17.234.000	\$ 98.864.330	\$ (264.191.231)

(1) A 30 de junio de 2023, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2022	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Saldo final al 30 de junio 2023
Otros	\$ 61.347.488	\$ (67.319.810)	\$ 5.972.322
Provisión de cuentas incobrables (a)	15.449.242	(4.674.788)	10.774.454
Provisiones de trabajos y servicios	20.319.893	9.497.913	29.817.806
Provisión obligaciones laborales (b)	30.967.601	1.096.283	32.063.884
Provisión por desmantelamiento	3.099.555	-	3.099.555
Provisión de industria y comercio (c)	770.834	(770.834)	-
Provisión compensación calidad	1.576.712	(39.020)	1.537.692
Provisión por desmantelamiento		196.223	196.223
	\$ 133.531.325	\$ (62.014.033)	\$ 71.517.292

(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 Found).

(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). Acorde a la Ley 2277 del 13 de diciembre de 2022 artículo 19 Modifíquese el artículo 115 del Estatuto Tributario, el cual quedará así: **“ARTÍCULO 115. DEDUCCIÓN DE IMPUESTOS PAGADOS Y OTROS: Es deducible el cien por ciento (100%) de los impuestos, tasas y contribuciones, que efectivamente se hayan pagado durante el año o período gravable por parte del contribuyente, que tengan relación de causalidad con su actividad económica, con excepción del impuesto sobre la renta y complementarios.”**

(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 con el 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

- 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 2023 la tarifa de renta al 35%. El impuesto diferido a 30 de junio de 2023 se presenta a continuación:

	<u>2023 en adelante</u>
	<u>Renta</u>
Propiedades, planta y equipo	\$ (1.091.542.792)
Provisiones y pasivos estimados	485.310.506
Instrumentos financieros	(12.353.053)
Cartera	31.477.291
Obligaciones de aportación definida	100.188.443
Otros	(35.689.984)
Total base impuesto diferido	\$ (522.609.589)
Tarifa	35%
Impuesto	(182.913.356)
Ganancias ocasionales	11.181.225
Tarifa	15%
Impuesto	1.677.184
Total impuesto diferido activo	(181.236.172)
Método de Participación	(257.364.867)
Impuesto Diferido Pasivo	(82.955.059)
Total impuesto diferido crédito	\$ (264.191.231)

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 148.913.918 acciones ordinarias acciones con valor nominal de \$4.400, distribuidas así:

Composición accionaria al 30 de junio de 2023:

	<u>Acciones Ordinarias</u>	
	(%)	Número de
	<u>Participación</u>	<u>Acciones</u>
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%	207.673
	100,00%	148.913.918

Al 30 de junio de 2023, la compañía tiene 244 acciones propias readquiridas.

Distribución de Dividendos

La Asamblea General de Accionistas del 28 de marzo de 2023, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2022 por \$2.738.253.682, los cuales se estiman

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

pagar así: El 50% en julio de 2023 y el 50% restante en diciembre de 2023.

Otras reservas

	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Otras Reservas	\$ 1.146.052.277	\$ 1.146.052.277
Reserva para depreciación diferida (Art. 130 ET) (1)	351.339.260	381.958.956
Reserva Legal	354.065.638	354.065.638
Reserva Estatutaria	178.127	178.127
	\$ 1.851.635.302	\$ 1.882.254.998

(1) 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 General de Accionistas del 28 de marzo de 2023 se ordenó liberar \$(30.619.696), de la reserva constituida.

23. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación

	Período de seis meses del 1 de enero al 30 junio de 2023	Período de seis meses del 1 de enero al 30 junio de 2022
Venta de energía	\$ 5.206.319.310	\$ 3.507.862.494
Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa (1)	3.123.440.035	2.282.890.906
Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado (2)	2.012.698.368	1.180.946.568
Suministro servicio Alumbrado Público (3)	70.180.907	44.025.020
Transporte de Energía (4)	1.585.883.242	967.440.317
Servicios Empresariales y de Gobierno (5)	213.211.052	145.802.641
Arrendamientos	140.936.443	100.025.722
Venta de Gas	36.614.128	40.525.973
Ventas de certificados	142.745	36.074.880
Venta de agua desmineralizada	28.856	5.856
Ingresos de actividades ordinarias	7.183.135.776	4.797.737.883
Otros Ingresos	79.068.938	15.090.780
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 7.262.204.714	\$ 4.812.828.663

	Período de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2023	Período de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2022
Venta de energía	\$ 2.707.767.719	\$ 1.982.330.114
Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa	1.621.064.766	1.085.237.883
Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado	1.051.726.780	864.715.312
Suministro servicio Alumbrado Público	34.976.173	32.376.919
Transporte de Energía	819.941.513	723.960.661
Servicios Empresariales y de Gobierno	91.226.252	114.962.856
Arrendamientos	67.739.366	78.481.715
Venta de Gas	18.064.119	21.952.479
Ventas certificados	55.727	14.480.209
Venta de agua desmineralizada	28.804	3.536
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 3.704.823.500	\$ 2.936.171.570
Otros Ingresos	43.467.852	3.616.139
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 3.748.291.352	\$ 2.939.787.709

(1) Al 30 de junio de 2023, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 6.176 Gwh, mercado no regulado a 2.285 Gwh y bolsa de energía a 2.232 Gwh. Principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP e IPC.

(2)

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

- (3) Al 30 de junio de 2023, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 4.527 Gwh, de las cuales corresponden a clientes residenciales 2.650 Gwh, clientes comerciales 1.211 Gwh, clientes industriales 519 Gwh y clientes oficiales 147 Gwh

A continuación, se relacionan los incrementos de la tarifa por componente percibidos durante el 2023:

	Tarifa Prom Aplicada junio 2022	Tarifa Prom Aplicada a junio 2023	Variación
Gm	252.61	312,49	23,7%
Tm	45.93	50,97	11,0%
Pr	51.82	62,49	20,6%
D	207.34	216,62	4,5%
Rm	35.93	23,73	-34,0%
Cv	60.63	68,16	12,4%
Cu	654.25	734,46	12,26%

Provisión opción tarifaria

Durante el 2020 la compañía 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 la Compañía 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. A partir de abril de 2022 la compañía se encuentra aplicando el mecanismo de opción tarifaria. Al 30 de junio de 2023 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$334.842.415.

- (4) Al 30 de junio de 2023 los clientes de alumbrado público ascienden a 274 Gwh. La variación se presenta debido a que al 31 de marzo de 2022, estaban incluidos únicamente los ingresos del segmento de distribución del mes de marzo, ya que en enero y febrero de 2022 no se había llevado a cabo el proceso de fusión.
- (5) Al 30 de junio de 2023 presenta incremento principalmente a facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica de la Compañía por otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local \$1.303.080.586 y sistemas de transmisión regional \$17.411.784. La variación se presenta debido a que al 31 de marzo de 2022, estaban incluidos únicamente los ingresos del segmento de distribución del mes de marzo, ya que en enero y febrero de 2022 no se había llevado a cabo el proceso de fusión.
- (6) Al 30 de junio de 2023 se presenta incremento en los ingresos de servicios empresariales y de Gobierno; el rubro esta compuesto principalmente por venta de medidores, comisiones de vinculados y asistencia de prestación de luz por valor de \$140.551.689 y Servicios de valor agregado \$72.659.363. La variación se presenta debido a que al 31 de marzo de 2022, estaban incluidos únicamente los ingresos del segmento de distribución del mes de marzo, ya que en enero y febrero de 2022 no se había llevado a cabo el proceso de fusión.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

Desagregado de los ingresos de contratos con clientes

La Compañía 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 seis meses del 1 de enero al 30 junio de 2023	Período de seis meses del 1 de enero al 30 junio de 2022
Ventas de Energía	A lo largo del tiempo	\$ 5.206.319.310	\$ 3.507.862.494
Transporte de Energía	A lo largo del tiempo	1.585.883.242	967.440.317
Servicios Empresariales y de Gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	213.211.052	145.802.641
Arrendamientos	A lo largo del tiempo	140.936.443	100.025.722
Venta de Gas	A lo largo del tiempo	36.614.128	40.525.973
Venta de certificados	En un punto del tiempo	142.745	36.074.880
Venta de agua desmineralizada	En un punto del tiempo	28.856	5.856
Total ingresos de actividades ordinarias		7.183.135.776	4.797.737.883
Otros Ingresos de operación		79.068.938	15.090.780
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación		\$ 7.262.204.714	\$ 4.812.828.663

Activos y pasivos contractuales

Activos contractuales

La Compañía 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 la Compañía ha satisfecho todas las obligaciones de desempeño.

Pasivos contractuales

La Compañía presenta los pasivos del contrato en el estado intermedio de situación financiera condensado, en el rubro de otros pasivos no financieros corrientes. Los pasivos del contrato reflejan las obligaciones de la Compañía, en la 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 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Clientes Mayorista	\$ 174.246.624	\$ 127.677.165
Clientes No Regulado	14.032.052	26.659.118
Transporte de energía	5.596.936	1.643.088
	\$ 193.875.612	\$ 155.979.371

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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

- 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 por la compañía.

- 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 la compañía 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.

Juicios significativos en la aplicación de la norma

La Compañía 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 la compañía 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; la compañía no ofrece descuentos u otro tipo de beneficios a los clientes que pueda tener contraprestación variable en el suministro de bienes y servicios.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

24. Aprovisionamientos y servicios

	Período de seis meses del 1 de enero al 30 junio de 2023	Período de seis meses del 1 de enero al 30 junio de 2022
Compras de energía (1)	\$ 2.367.445.245	\$ 1.031.467.043
Costos de transporte de energía (2)	677.265.660	529.845.946
Otros aprovisionamientos variables y servicios	187.118.670	148.308.626
Impuestos asociados al negocio	174.445.647	111.635.399
Consumo de combustible	81.925.639	34.234.701
Compra de gas	36.761.216	28.662.917
	\$ 3.524.962.077	\$ 1.884.154.632

	Período de tres meses del 1 de abril al 30 junio de 2023	Período de tres meses del 1 de abril al 30 junio de 2022
Compras de energía	\$ 1.224.178.550	\$ 671.747.314
Costos de transporte de energía	332.162.475	316.042.996
Otros aprovisionamientos variables y servicios	100.567.832	82.846.714
Impuestos asociados al negocio	91.216.668	70.883.183
Consumo de combustible	53.777.167	16.778.111
Compra de gas	17.765.981	14.363.087
	\$ 1.819.668.673	\$ 1.172.661.405

- (1) Al 30 de junio de 2023 las compras de energía ascienden a 7.532 Gwh; de las cuales corresponden a compras realizadas a través de contratos a otros generadores por 4.612 Gwh y compras en bolsa por 2.920 Gwh.

Se presenta un incremento en el precio promedio en bolsa de energía que asciende a \$208,22/Kwh, tarifa promedio junio 2023 \$411,69 vs tarifa promedio junio 2022 \$203,47.

- (2) Al 30 de junio de 2023, está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional \$384.770.375 y transmisión regional \$272.259.336.

25. Gastos financieros

	Período de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2023	Período de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2022
Obligaciones financieras (1)	\$ 454.156.942	\$ 227.095.813
Otros costos financieros (2)	45.121.217	14.854.534
Gravamen a los movimientos financieros (3)	25.735.567	16.571.641
Obligación por beneficios post empleo (4)	18.813.914	8.352.197
Arrendamientos financieros (Leasing) (5)	13.353.112	5.325.282
Gastos por liquidación y valoración de derivados(6)	9.134.929	301.081
Intereses de mora impuestos	1.256.457	1.739.515
Gastos financieros	567.572.138	274.240.063
Gasto financiero capitalizado	(13.444.490)	(8.419.196)
Gastos financieros, netos	\$ 554.127.648	\$ 265.820.867

	Período de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2023	Período de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2022
Obligaciones financieras	\$ 238.880.337	\$ 144.677.373
Otros costos financieros	29.606.918	15.190.845
Gravamen a los movimientos financieros	13.750.598	11.665.079
Obligación por beneficios post empleo	9.288.288	5.567.770
Arrendamientos financieros (Leasing)	7.193.321	4.285.696
Gastos por liquidación y valoración de derivados	4.714.615	(49.732)
Intereses de mora impuestos	632.590	1.255.301
Gastos financieros	304.066.667	182.592.332
Gasto financiero capitalizado	(10.461.563)	(6.541.668)
Gastos financieros, netos	\$ 293.605.104	\$ 176.050.664

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

- (1) La variación corresponde principalmente al aumento en las obligaciones financieras contraídas con el Banco de Bogotá S.A., Banco Mufg Bank Ltd Americas y Bancolombia S.A. en los meses de febrero, abril y junio 2023 respectivamente; así como, la variación de las tasas de interés de referencia como el IBR a la que se tiene indexada la deuda bancaria e indicadores como IPC a los cuales se indexan los bonos producto de la situación geopolítica actual.

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras a 30 de junio de 2023:

<u>Operación</u>	<u>30 de junio de 2023</u>	<u>30 de junio de 2022</u>
Créditos nacionales y del exterior	\$ 267.186.372	\$ 54.951.456
Bonos emitidos	186.970.570	172.144.357
Total gasto de obligaciones financieras	\$ 454.156.942	\$ 227.095.813

- (2) La variación corresponde principalmente a la actualización financiera de los pasivos ambientales (Quimbo I, II, Car, Desmantelamiento Cartagena, Vía Perimetral y El paso) por (\$30.091.717), comisiones por la constitución de garantías bancarias para el desarrollo de los proyectos renovables de los parques solares la Loma y Guayepo y parques eólicos Chemesky, Fundación y Windpeshi por \$5.770.849, actualización financiera de las provisiones TF y retiro Cartagena por (\$3.230.334), financiación por compra de energía a XM de acuerdo con la resolución de la CREG 101 029 de 2022_SIC-STN por (\$4.310.033) y proceso de securitización por \$1.620.884.
- (3) La variación corresponde principalmente al incremento en la amortización de la deuda financiera y el aumento en los pagos a proveedores.
- (4) La variación corresponde principalmente al costo financiero de pensiones y cesantías por \$8.535.365, costo financiero de beneficios por \$1.990.314 y actualización financiera de los pasivos pensionales por (\$576.577).
- (5) Al 30 de junio de 2023 el incremento en el gasto financiero por intereses de Leasing corresponde principalmente al Edificio Q93 por \$6.517.553, C.I. Alliance S.A. por \$989.368 y Terrapuerto S.A.S. por \$817.715.
- (6) La variación corresponde principalmente a las pérdidas generadas por el vencimiento de contratos de derivados financieros de trading y CFH que cubren la variación en las tasas de cambio para los proyectos en ejecución de renovables como EL Paso, Guayepo, La Loma y Fundación.

26. Resultado en venta de activos, neto

	<u>Período de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2023</u>	<u>Período de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2022</u>
Resultado en Venta de Activos	\$ 147.411	\$ (1.151.501)
	\$ 147.411	\$ (1.151.501)

Al 30 de junio de 2023 la Compañía presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por \$147.411, correspondientes a:

- (1) Bajas con efecto en pérdida por (\$2.740.407) distribuidas así:

- Plantas de generación por (\$136.541)
- Transformadores de Distribución por (\$1.913.035)

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

- Siniestros de enero a junio (\$690.535)
- Maquinaria y equipos por (\$296)

(2) Bajas con efecto en utilidad por \$2.887.818 las cuales obedecen a:

- Venta Mobiliario \$284.424
- Venta Lote el Roble -Gachancipá \$148.897
- Venta Aires Acondicionados \$6.878
- Venta Planta Eléctrica \$19.000
- Venta Colombia ZE \$2.428.619

27. Sanciones

En el período comprendido entre el 1 de enero al 30 de junio de 2023 la Compañía ha sido notificada de las siguientes sanciones:

Sanciones ambientales

- a) La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra la Compañía 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.

El pasado 24 de febrero de 2023, se notificó la Sentencia de 1ra instancia, mediante la cual se negaron las pretensiones formuladas por la Compañía en la demanda, en este sentido se presentó recurso contra la sentencia y actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación.

- 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 la Compañía 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 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 la Compañía, el 6 de abril de 2022, se dio por finalizada la etapa probatoria, y se corrió traslado para presentar alegatos de conclusión el 27 de abril del 2022.

- c) El 12 de enero de 2018 la Compañía fue notificada 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 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 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:

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

- Resolución No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía 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 a Enel Colombia S.A. E.S.P. 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 a la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. 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 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 de Enel Colombia S.A. E.S.P., actualmente el proceso se encuentra pendiente del trámite del recurso de Apelación presentado por Enel Colombia S.A. E.S.P. ante el Tribunal Administrativo del Huila.

- d) Resolución No. 3727 del 22 de diciembre de 2022, y notificada formalmente el 19 de enero de 2023 “por la cual se resuelve un recurso de reposición”, emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

Antecedentes: mediante Resolución No. 1589 del 29 de junio de 2022 la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable a la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P y al señor Ruben Dario Mosquera Sierra de los cargos formulados en el auto No. 081 de fecha 29 de agosto de 2019, relacionados con el aprovechamiento forestal indebido de ciertos individuos arbóreos, en consecuencia, de lo anterior impuso una multa a la empresa por valor de \$540.470 millones.

El pasado 27 de junio, se radicó la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM, ante los Juzgados Administrativos de Neiva – Huila.

- e) Resolución 3607 del 14 de diciembre de 2022 y notificada formalmente el 19 de enero de 2023 “por la cual se resuelve un recurso de reposición”, emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

Antecedentes: mediante Resolución No. 1588 del 29 de junio de 2022, la Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable a la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P, a la sociedad RG Ingeniería Ltda e Ingedere Ltda y las sancionó por el presunto incumplimiento a la normatividad ambiental, consistente en realizar un aprovechamiento forestal sin autorización. Para Enel Colombia la sanción es de \$363.262 millones.

Actualmente, se encuentra en curso el trámite de conciliación extrajudicial para agotar el requisito de procedibilidad, y de no conciliar, proceder a presentar la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

28. Contingencias

La Compañía 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 la Compañía y no causarán pasivos de importancia que

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera.

A. Litigios calificados como eventuales o posibles:

Los principales litigios que tiene la Compañía al 30 de junio de 2023 calificados como eventuales son:

a. Proceso Centro Médico de la Sabana PH y otros.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$337.000.000.

Objeto del juicio: Los demandantes pretenden que la Compañía 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 la compañía 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 a la Compañía 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, la compañía descurre traslado del dictamen pericial decretado de oficio por el Juzgado y allega uno nuevo, para controvertir todos los puntos que son desfavorables para la compañía.

Al 16 de diciembre de 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 la Compañía. 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 la Compañía presentó la respectiva oposición.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

Al 28 de marzo de 2022: El Tribunal Administrativo de Cundinamarca, resolvió a favor de la Compañía las apelaciones presentadas por el apoderado de la parte accionante, en lo referente a la nulidad de los dictámenes periciales presentados por la Compañía, para controvertir los dictámenes practicados durante el proceso.

El 24 de marzo de 2022: La parte demandante y la Compañía, así como el Ministerio Público presentan alegatos de conclusión.

El 31 de mayo de 2022 el proceso entra al Despacho para sentencia de primera instancia.

Al 30 de junio de 2023, se está 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: \$15.000.000.

Objeto del juicio: La Asociación demanda la reivindicación de un predio enclavado dentro de sus instalaciones en donde funcionaba una subestación de energía de la Compañía. 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 reconvenición, 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 reconvenición) que había interpuesto la Compañía. 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 había otorgado para ello, de conformidad con lo previsto por el artículo 317 del CGP.

Contra esta decisión la Compañía 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 de la Compañía, tutela que igualmente fue desfavorable para la Compañía.

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, la Compañía 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 de la Compañía 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 30 de junio de 2023, el proceso continúa su curso frente a la demanda reivindicatoria interpuesta por ASOCUAN. A la fecha está por resolverse un recurso que interpuso el extremo demandante

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

frente a una orden de vinculación procesal que profirió el Juez, donde ordenó que se vinculara a los copropietarios de la Propiedad Horizontal para que se integrara la litis.

c. Litigio de Alumbrado Público con la UAESP.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$113.082.000.

Objeto del juicio: Nulidad y restablecimiento del derecho contra Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (en adelante "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 S.A. E.S.P.) 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 la Compañía 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 de la Compañía, 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 georreferenciado 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 georreferenciado (elaborado entre los años 2000 y 2003) arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que la Compañía le cobró al Distrito, ante lo cual se le reclama a la Compañía 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 la Compañía 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 de la Compañía, 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 la Compañía suscribieron un acuerdo en el que llegaron a una liquidación concertada en donde la Compañía asumía el 50% equivalente a \$14.432.754. Este acuerdo, además de la Compañía, debía ser autorizado por el director de la UAESP y ratificado por el Juez Administrativo N°10 de Bogotá (que conoció en 1ª instancia el 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 siendo oponible entre las partes.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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 la Compañía presentó recurso de reposición.

El 29 de diciembre de 2017, la Compañía 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 la Compañía, 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 a la Compañía, frente a esta situación, la Compañía 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 la Compañía 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 la Compañía al haberse iniciado el cobro coactivo. Una vez contestado el cobro coactivo y resueltas en forma negativa las excepciones de la Compañía, 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 de agosto de 2017 y 730 del 18 de diciembre de 2017; el 25 de julio de 2018 la Compañía 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, la Compañía 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 2014 por considerarlo extemporáneo.

La Compañía presentó 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 lo tanto, la UAESP estaba obligada a incorporarla en la liquidación parcial y unilateral del convenio 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 la

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

Compañía, 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, la Compañía 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 de la Compañía.

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 de la Compañía, el porcentaje no supera el 50%.

Al 30 de junio de 2023, el proceso continúa 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 se informó a la Compañía 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 ordenó a la Compañía que no iniciará 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 la Compañía 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 la Compañía fue notificada del fallo de tutela proferido por el Juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual autorizó a Enel Colombia S.A. E.S.P., de manera inmediata 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 de diciembre de 2020 se profirió fallo desfavorable ordenando lo siguiente:

- a) Diseñar un proyecto de descontaminación que garantice que el agua del embalse no afecte el recurso hídrico ni genere efectos adversos en la fauna y en la flora subacuática.
- b) Diseñarán conjuntamente entre el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Compañía 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

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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, Elias, Tarqui, Altamira, Guadalupe, Suaza, El Pital, El Agrado, Garzón, Paicol y Gigante).

c) Exhortar 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.

d) Exhortar al Ministerio de Ambiente, para que diseñe, lidere y formule una política de protección y recuperación hidrosanitaria del alto, medio y bajo Magdalena.

e) 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, La Compañía 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 la Compañía y otras partes del proceso, el 31 de diciembre de 2021, el Consejo de Estado admitió la apelación. Al 30 de junio 2023 la Compañía está a la espera de que se corra traslado para alegar en segunda instancia.

e. Acción de Grupo José Rodrigo Álvarez Alonso y otros.

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: \$33.000.000.

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. La Compañía 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 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 que aclaren y complementen 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 diciembre de 2022 con ocasión de la solicitud de la Compañía, de que se declarara desistida la prueba ante el silencio de los peritos, el Juzgado requirió a los peritos para que

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

presentaran la complementación del dictamen decretado, en consecuencia, el pasado 19 de septiembre fue presentado el dictamen.

Los peritos aportaron la complementación del dictamen el 2 de marzo de 2023. Se está a la espera que se corra traslado de dicho trabajo para pronunciarnos e insistir en la objeción que ya se había presentado inicialmente.

f. Nulidad y restablecimiento contra liquidación oficial de Impuesto de Renta de 2013.

Fecha de inicio: 2018.

Pretensión: \$52.808.000 (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. La Compañía 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 la Compañía 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, los cuales se radicaron el 23 de ese mismo mes.

El 20 de abril de 2022 el proceso ingresó al despacho para sentencia.

El 22 de agosto de 2022 fue emitida sentencia de segunda instancia favorable a los intereses de la Compañía.

El 19 de septiembre de 2022 se notificó ejecutoria a la parte demandada.

Con corte al 30 de junio de 2023, se está a la espera de la respuesta.

g. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de Tasa de Aprovechamiento Forestal liquidada por la CAM en 2014.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$28.605.000 (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 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"). La Compañía 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

Estado actual y situación procesal: al 30 de junio de 2023, 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: \$34.838.000 (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: Al 30 de junio de 2023 el litigio se encuentra en primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila, que mediante Auto del 15 de diciembre de 2022 fijó fecha de audiencia inicial para el 23 de febrero de 2023 9am y fijó fecha de audiencia de pruebas para el 9 de mayo de 2023.

i. Solicitud de devolución presentada por Manufacturas Eliot.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: \$5.078.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: Manufacturas Eliot considera que la Compañía debe devolver contribución recaudada en las facturas de energía de 2012 a 2013. La defensa de la Compañía sostiene que (i) Manufacturas Eliot presentó solicitud de exoneración en diciembre de 2013, y que la Ley sólo le daba derecho a la exoneración desde el momento de la solicitud; y (ii) La Compañía 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.

En mayo de 2022 el litigio llegó al Consejo de Estado para surtir la segunda instancia.

El 02 de septiembre de 2022, el proceso fue repartido al despacho del Dr. Piza para surtir la segunda instancia.

El 09 de diciembre de 2022 el Consejo de Estado profirió Auto que admite recurso de apelación. Y el 13 de diciembre de 2022 Manufacturas Eliot S.A.S presentó oposición al recurso de apelación.

El 20 de enero de 2023 el proceso ingresó al Despacho para fallo de segunda instancia.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

El 02 de mayo de 2023 fuimos notificados de sentencia de segunda instancia que confirmó la decisión del Tribunal de devolver a Manufacturas Eliot la contribución junto con intereses corrientes y moratorios, eliminó el reconocimiento de intereses legales y confirmó que el valor devuelto debe ser reintegrado a Enel por parte del Ministerio de Minas y Energía.

j. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de la Tasa de Uso de Agua en 2016, 2017 y 2018.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$15.083.407 (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 de la Compañía 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) si 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. Al 30 de junio de 2023, no hay sentencia de primera instancia en ninguno.

k. Acción de Grupo Zipaquirá – Alumbrado Público.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: \$11.933.000.

Objeto del juicio: Se interpuso una acción de grupo contra la Compañía 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. La Compañía 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 la Compañía 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. No hay avances adicionales al 30 de junio de 2023.

l. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de IVA en el año 2016.

Fecha de inicio: 2020.

Pretensión: \$4.055.319 (mayor impuesto, sanción e intereses).

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

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. La Compañía 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) se estiman como riesgos posibles su probabilidad de pérdida (44% y 26%). Las demandas respectivas fueron radicadas en noviembre y octubre de 2020. A 30 de junio de 2023, no hay sentencia de primera instancia en ninguno aún y se está estudiando la posibilidad de acumulación de los procesos solicitada por la DIAN.

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 del 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. Está previsto para iniciar su operación asistida en el segundo semestre de 2023.

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.

Al 30 de junio de 2023 se han realizado las siguientes actividades para una ejecución del 72,34 % del total del contrato:

- Terminación de la ingeniería de detalle de las diferentes especialidades (geotecnia, estructural, hidráulica, eléctrica, mecánica y control) con un avance del 99,7%.
- Avance en ejecución de obras preliminares de 62,77%.
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 83,42% y del pozo de cribado con avance del 70,35%.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control de 61,03%.
- Subestación, red de media tensión y baja tensión 79,3%.
- Se terminaron las pruebas de los equipos principales como transformadores para la subestación eléctrica, motores y bombas de la Estación elevadora. Seguimos en revisión de cronograma de las pruebas FAT de los equipos de cribado, compuertas, tubería de impulsión y de control y protecciones. Adicionalmente, sigue pendiente de la aprobación al diseño de la línea de conexión de 115 kV que energizará la Estación Elevadora de Canoas desde la Subestación Río y sigue pendiente la definición de la fecha de puesta en marcha de la Estación Elevadora.

29. Mercado de derivados energéticos

Generación

En mayo 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social de la Compañía, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Al 30 de junio de 2023, existen contratos de venta y compra de futuros de energía vigentes por 32.76 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación. A su vez, a 30 de junio de 2023 se liquidaron 10,8 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura.

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales a 30 de junio 2023 ascienden en efectivo en \$92.767 y en TES \$1.094.333 los cuales están a disposición de la compañía, pero como parte de su operación Trading, deben ser mantenidos como montos mínimos como efectivo y equivalente al efectivo.

Distribución

De acuerdo con la Resolución CREG 101 020 de 2022 que define el traslado de los precios de contratos resultante del mecanismo propuesto por Derivex S.A E.S.P., Enel Colombia S.A. E.S.P., intentando mitigar el riesgo de exposición a bolsa de su mercado regulado, ha participado activamente en todas las subastas de cierre que forman precio de referencia con destino al mercado regulado pero no ha cerrado operaciones distintas a los 4 contratos adjudicados en el mes de diciembre de 2022 para el periodo comprendido entre mayo y agosto de 2023.

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales a 30 de junio de 2023 ascienden en efectivo en \$114.304

Al 30 de junio de 2023 la valoración de Trading para Enel Colombia cierra así:

	Operación	MTM	No. Operaciones
Generación	Negocio	\$ (103.208)	66
Distribución	Negocio	39.096	2
Total		\$ (64.112)	68

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 con la política definida.

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

A continuación, se presenta los activos y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 30 de junio de 2023:

Activos financieros (1)	Valor en libros	Valor razonable
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 1.973.872.622	\$ 1.976.923.287

Pasivos financieros (2)	Valor en libros	Valor razonable
Bonos emitidos	\$ 2.654.047.624	\$ 2.684.984.910
Préstamos bancarios	4.861.193.962	5.267.008.987
Obligaciones por leasing	222.452.526	211.579.892
Total de pasivos	\$ 7.737.694.112	\$ 8.163.573.789

- (1) La Compañía 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 junio 2023, 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.
- (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. La Compañía 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 30 de junio de 2023, la Compañía no presenta en su estado de situación financiera intermedio condensado separado 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 30 de junio de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 2.052.095.493	\$ -	\$ 778.874.295	\$ -
Otros activos financieros	23.441.021	476.708	18.898.002	2.994.695
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	1.922.619.927	51.252.695	1.637.471.435	58.016.906
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	16.851.010	-	622.875.651	-
Total Activos Financieros a Costo Amortizado	4.015.007.451	51.729.403	3.058.119.383	61.011.601
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros activos financieros	-	-	88.827.743	-
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	-	-	88.827.743	-
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	12.727.106	35.760.023	59.778.001	65.204.240
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 12.727.106	\$ 35.760.023	\$ 59.778.001	\$ 65.204.240

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

Pasivos Financieros	Al 30 de junio de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Otros pasivos financieros	\$ 1.663.756.888	\$ 6.073.937.224	\$ 1.524.109.265	\$ 5.868.531.265
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	2.296.177.141	-	1.766.497.053	23.418.755
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	2.865.374.208	22.138.452	220.839.398	18.690.829
Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado	6.825.308.237	6.096.075.676	3.511.445.716	5.910.640.849
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros pasivos financieros	94.259.308	11.319.325	4.615.446	-
Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 94.259.308	\$ 11.319.325	\$ 4.615.446	\$ -

32. Segmentos de operación

Enel Colombia S.A. E.S.P. se ha 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, la Compañía 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 30 de junio de 2023.

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 - junio de 2023

	Segmentos al 30 de junio 2023			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 3.160.225.764	\$ 4.022.910.012	\$ -	\$ 7.183.135.776
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones Inter segmentos	330.126.454	116.816.833	(446.943.287)	-
Ingresos de actividades ordinarias	3.490.352.218	4.139.726.845	(446.943.287)	7.183.135.776
Aprovisionamientos y servicios	(1.508.878.084)	(2.463.027.280)	446.943.287	(3.524.962.077)
Depreciación y amortización	(147.752.978)	(261.404.254)	-	(409.157.232)
Gastos de Personal	(105.524.524)	(145.185.658)	-	(250.710.182)
Otros ingresos (costos)	(37.221.705)	(94.066.442)	-	(131.288.147)
Ingresos por intereses	19.355.349	123.594.414	-	142.949.763
Gastos por intereses	(270.636.113)	(283.491.535)	-	(554.127.648)
Diferencias en Cambio	30.634.657	6.593.341	-	37.227.998
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	(258.696.829)	(1.919.079)	-	(260.615.908)
Resultados en venta y disposición de activos	(135.398)	282.809	-	147.411

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(En miles de pesos)

Resultados por segmentos para el periodo
Enero - junio de 2023

	Segmentos al 30 de junio 2023			Total
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	
Otros rubros no monetarios:	(856.879)	(24.302.771)	-	(25.159.650)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(856.879)	(24.302.771)	-	(25.159.650)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	1.210.639.714	996.800.390	-	2.207.440.104
Gasto por impuesto de renta	(522.226.541)	(358.617.860)	-	(880.844.401)
Utilidad (pérdida) neta	\$ 688.413.173	\$ 638.182.530	-	\$ 1.326.595.703

Posición Financiera por segmentos al
30 de junio de 2023

	Segmentos al 30 de junio 2023		
	Generación	Distribución	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 12.201.385.025	\$ 6.522.456.097	\$ 18.723.841.122
Activos Intangibles	352.596.345	434.420.558	787.016.903
Cuentas por cobrar	531.400.760	1.459.322.872	1.990.723.632
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	3.216.521.804	55.331.476	3.271.853.280
Otros Activos	1.731.309.935	1.347.679.113	3.078.989.048
Total Activos Operativos	18.033.213.869	9.819.210.116	27.852.423.985
Otros pasivos financieros	3.604.498.283	4.238.774.462	7.843.272.745
Cuentas por pagar	2.777.979.085	2.405.710.716	5.183.689.801
Provisiones	503.650.691	54.529.034	558.179.725
Otros Pasivos	680.407.382	622.036.780	1.302.444.162
Total Pasivos Operativos	\$ 7.566.535.441	\$ 7.321.050.992	\$ 14.887.586.433

33. Reclasificación en los estados financieros

En el estado de resultados intermedio y la nota 25 Gastos financieros para efectos de comparabilidad al 31 de junio de 2022, se reclasificó del rubro de gastos financieros al rubro de pérdidas por deterioro un total de \$2.130.247.

34. Temas Relevantes

Suspensión Proyecto Windpeshi

El 24 de mayo de 2023 la Junta Directiva autorizó al Gerente General para: (i) suspender indefinidamente la ejecución del Proyecto Eólico Windpeshi en el departamento de La Guajira y adelantar, ejecutar y suscribir todos los actos y documentos necesarios para tal fin, buscando la protección de valor de la Compañía y (ii) evaluar y analizar los escenarios de venta del Proyecto y/o de las turbinas y equipos adquiridos para el mismo.

35. Eventos subsecuentes

Venta Central Cartagena y Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

El 12 de julio de 2023 suscribió con SMN Termocartagena S.A.S., el contrato de compraventa, para la enajenación de la planta de generación de energía térmica denominada Central Cartagena ubicada en Mamonal, área industrial de Cartagena, Bolívar, Colombia y el 100% de la participación de Sociedad Portuaria Central Cartagena S. A. concesionaria de los Permisos Portuarios necesarios para la operación de la Central. El acuerdo empezará a regir a partir del 1 de diciembre de 2023, fecha desde la cual el grupo SMN asumirá la administración y operación de esta planta generadora de energía.

Enel Colombia S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos)

Laudo Arbitral Quimbo

El 7 de julio de 2023, se notificó a la Compañía el laudo arbitral desfavorable dentro del trámite iniciado por el Consorcio Obras Quimbo contra la Compañía, iniciado con ocasión a la ejecución del contrato para la construcción de las vías sustitutivas del proyecto el Quimbo. Con la demanda pretendían la devolución de \$8.937.735, producto de la ejecución de la garantía bancaria de cumplimiento por parte de la Compañía.

Este Laudo será gestionado por la Compañía a través de recurso de anulación, dado que el fallo adolece de serios defectos que pueden dar lugar a su revocación. El litigio está calificado como posible (49% de probabilidades de tener fallo en contra).

Cambios Junta Directiva

El 12 de julio de 2023, mediante Acta 109 de Asamblea Extraordinaria de Accionistas, se aprobó la plancha de Junta Directiva en los términos expuestos a continuación:

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Luciano Tommasi	Francesco Bertoli
Segundo	José Antonio Vargas Lleras	Maurizio Rastelli
Tercero	Andrés Caldas Rico	Diana Marcela Jiménez Rodríguez
Cuarto	Carolina Soto Losada	Felipe Castro Pachón
Quinto	Juan Ricardo Ortega López	Andrés Baracaldo Sarmiento
Sexto	Jorge Andrés Tabares Ángel	Néstor Raul Fagua Guauque
Séptimo	Astrid Martínez Ortiz	Mario Trujillo Hernandez



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 30 de junio de 2023 de Enel Colombia S.A. E.S.P. (la Compañía), que incorpora la información financiera intermedia condensada separada, la cual comprende:

- El estado de situación financiera intermedio condensado separado al 30 de junio de 2023;
- El estado de resultados intermedio condensado separado y el estado del otro resultado integral intermedio condensado separado por los períodos de tres y seis meses que terminaron el 30 de junio de 2023;
- El estado de cambios en el patrimonio intermedio condensado separado por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2023;
- El estado de flujos de efectivo intermedio condensado separado por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2023; 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 condensada separada 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 condensada separada, basada en mi revisión.

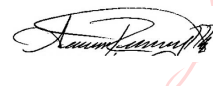
Alcance de la revisión

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 condensada separada de Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2023, 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.

 Digitally signed by
Andrea Rodríguez M.
Date: 2023.08.11
10:23:37 -05'00'

Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal de Enel Colombia S.A. E.S.P.
T.P. 145083 - T
Miembro de KPMG S.A.S.

11 de agosto de 2023