

**ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS
CONSOLIDADOS CONDENSADOS**

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales

Al 30 de junio y por los periodos de tres y seis meses terminados al 30 de junio de 2025.
(Con cifras comparativas al 31 de diciembre de 2024 y por los periodos de tres y seis meses terminados al 30 de junio de 2024).

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado de Situación Financiera, Intermedio
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2024)
(En miles de pesos colombianos)

	Nota	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
ACTIVO			
<i>Activo corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	\$ 1.302.068.948	\$ 1.263.347.284
Otros activos financieros	5	81.235.209	78.287.593
Otros activos no financieros	6	201.635.430	138.659.531
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	2.228.675.799	2.170.927.317
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	13.906.703	19.169.872
Inventarios, neto	9	504.734.922	479.094.168
Activos mantenidos para la venta	10	206.949.536	223.732.802
Activos por impuestos de renta	11	48.754.528	226.278.857
Total activo corriente		\$ 4.587.961.075	\$ 4.599.497.424
<i>Activo no corriente:</i>			
Otros activos financieros	5	343.761.309	397.444.539
Otros activos no financieros	6	271.222.980	296.002.330
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	7	60.405.949	55.197.479
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	12	7.903.644	38.191.677
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	13	1.245.639.012	1.381.569.510
Propiedades, planta y equipo, neto	14	24.611.392.926	23.985.785.460
Plusvalía	15	114.826.783	124.405.298
Activos por impuestos diferidos	16	15.675.069	17.451.587
Total activo no corriente		\$ 26.670.827.672	\$ 26.296.047.880
Total activo		\$ 31.258.788.747	\$ 30.895.545.304
Pasivo y patrimonio			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	17	1.555.060.995	2.043.751.158
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	2.436.332.961	2.214.971.726
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	2.250.306.345	263.610.890
Provisiones	19	276.774.868	235.666.326
Pasivos por impuestos	20	111.479.229	109.400.332
Otros pasivos no financieros	21	364.567.747	320.340.027
Provisiones por beneficios a los empleados	22	105.533.088	122.446.682
Total pasivo corriente		\$ 7.100.055.233	\$ 5.310.187.141
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	17	7.482.482.072	8.099.894.923
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	372.236.170	200.110.384
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	113.726.981	247.174.332
Provisiones	19	764.900.960	761.875.252
Otros pasivos no financieros no corrientes	21	127.177	137.786
Provisiones por beneficios a los empleados	22	322.379.864	360.381.970
Pasivos por impuestos diferidos	16	756.853.904	674.791.075
Total pasivo no corriente		\$ 9.812.707.128	\$ 10.344.365.722
Total pasivo		\$ 16.912.762.361	\$ 15.654.552.863

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado de Situación Financiera, Intermedio
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2024)
 (En miles de pesos colombianos)

	Nota	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Patrimonio			
Capital emitido	23	\$ 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		1.747.392.308	1.783.197.947
Costos de capital		(6.508.367)	(6.508.367)
Otro resultado integral (ORI)		205.387.988	475.585.340
Utilidad del periodo		1.540.887.563	2.251.936.168
Utilidades retenidas		969.976.748	744.783.131
Pérdidas retenidas		(258.367.060)	(258.367.060)
Utilidad por efecto de conversión a NCIF		3.267.493.838	3.267.493.838
Efecto patrimonial combinación de negocios		(263.850.751)	(263.850.751)
Ganancias acumuladas		5.256.140.338	5.741.995.326
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		\$ 13.419.714.075	\$ 14.211.572.054
Participaciones no controladoras		926.312.311	1.029.420.387
Total patrimonio		14.346.026.386	15.240.992.441
Total pasivo y patrimonio		\$ 31.258.788.747	\$ 30.895.545.304

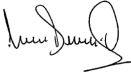
Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios condensados consolidados.

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

CARLOS MARIO
RESTREPO
MOLINA

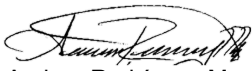
Firmado digitalmente
por CARLOS MARIO
RESTREPO MOLINA
Fecha: 2025.08.13
16:09:33 -05'00'

Carlos Mario Restrepo Molina
Representante Legal Suplente



Signed by Luz
Dary Sarmiento
Quintero

Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450–T



Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 13 de agosto de 2025)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado de Resultados, Intermedio y por Naturaleza
Por los periodos de tres y seis meses terminados al 30 de junio de 2025
(Con cifras comparativas por los periodos de tres y seis meses terminados al 30 de junio de 2024)
(En miles de pesos colombianos, excepto la ganancia 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	
		2025	2024	2025	2024
Ingresos de actividades ordinarias	24	\$ 7.962.087.478	\$ 8.265.760.574	\$ 3.905.105.698	\$ 4.178.671.062
Otros ingresos de operación	24	98.937.071	50.743.182	44.292.203	27.834.793
Total, ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de operación		8.061.024.549	8.316.503.756	3.949.397.901	4.206.505.855
Aprovisionamientos y servicios	25	(3.630.526.072)	(4.374.388.674)	(1.776.350.793)	(2.277.816.748)
Margen de contribución		\$ 4.430.498.477	\$ 3.942.115.082	\$ 2.173.047.108	\$ 1.928.689.107
Otros trabajos realizados por el Grupo y capitalizados	13 y 14	87.366.134	84.814.105	43.795.872	42.987.906
Gastos de personal		(300.967.483)	(282.938.868)	(153.864.914)	(142.009.439)
Otros gastos fijos, por naturaleza	26	(490.277.891)	(399.986.735)	(307.395.751)	(220.243.142)
Resultado bruto de operación		3.726.619.237	3.344.003.584	1.755.582.315	1.609.424.432
Depreciaciones y amortizaciones	13 y 14	(565.346.818)	(543.489.977)	(285.356.035)	(273.514.051)
Pérdidas por deterioro	27	(18.831.694)	(24.567.012)	(30.857.310)	(8.208.666)
Resultado de operación		3.142.440.725	2.775.946.595	1.439.368.970	1.327.701.715
Ingresos financieros		84.432.171	114.315.370	40.310.142	56.448.638
Gastos financieros	28	(776.278.374)	(636.646.686)	(471.481.945)	(307.682.864)
Diferencia en cambio, neto	28	10.150.483	(18.690.809)	6.454.155	(15.613.284)
Resultado financiero, neto		(681.695.720)	(541.022.125)	(424.717.648)	(266.847.510)
Resultado de otras inversiones					
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	12	(5.562.236)	(3.336.596)	(3.868.970)	667.819
Resultados en venta y disposición de activos, neto	29	(1.125.272)	(3.842.787)	756.172	(2.512.687)
Resultados antes de impuestos		2.454.057.497	2.227.745.087	1.011.538.524	1.059.009.337
Gasto por impuestos a las ganancias		(827.410.388)	(723.283.497)	(354.190.488)	(346.251.861)
Utilidad del periodo		\$ 1.626.647.109	\$ 1.504.461.590	\$ 657.348.036	\$ 712.757.476
Utilidad atribuible					
A los accionistas		1.540.887.563	1.474.341.757	621.624.728	718.072.679
Participación no controlada		85.759.546	30.119.833	35.723.308	(5.315.203)
Resultado del periodo		\$ 1.626.647.109	\$ 1.504.461.590	\$ 657.348.036	\$ 712.757.476
Resultado por acción básica y diluida					
Ganancia por acción básica y diluida		10.348	9.901	4.174	4.822
Número de acciones ordinarias en circulación		148.913.918	148.913.918	148.913.918	148.913.918

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

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

CARLOS MARIO RESTREPO MOLINA

Firmado digitalmente por CARLOS MARIO RESTREPO MOLINA

Fecha: 2025.08.13 16:10:02 -05'00'

Carlos Mario Restrepo Molina

Representante Legal Suplente

Signed by Luz Dary Sarmiento Quintero

Luz Dary Sarmiento Quintero

Contador Público

Tarjeta Profesional 65450–T

Andrea Rodríguez Mur

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 145083-T

Miembro de KPMG S.A.S.

(Véase mi informe del 13 de agosto de 2025)

Approved by
Fanny Azucena
Martínez Saba

Approved by
Clara Martínez
Martínez

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado del Otro Resultado Integral, Intermedio
Por los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2025
(Cifras comparativas por los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2024)
 (En miles de pesos colombianos)

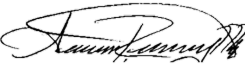
	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de		Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de	
	2025	2024	2025	2024
Resultado del periodo	\$ 1.626.647.109	\$ 1.504.461.590	\$ 657.348.036	\$ 712.757.476
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:				
(Pérdidas) ganancias en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	(95.018)	(457.389)	(11.572)	61.455
Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	54.015.106	75.595.669	54.414.854	34.623.734
Diferencias en conversión de negocios en el extranjero	(267.783.537)	256.130.592	(97.916.158)	241.441.459
Otro resultado del periodo, antes de impuestos	(213.863.449)	331.268.872	(43.512.876)	276.126.648
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	(86.248.171)	54.109.890	(29.427.278)	81.665.167
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	(86.248.171)	54.109.890	(29.427.278)	81.665.167
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo				
Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(356.229)	(23.522)	(495.486)	(11.286)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	(356.229)	(23.522)	(495.486)	(11.286)
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	30.270.497	(18.938.462)	10.383.183	(28.549.447)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo	30.270.497	(18.938.462)	10.383.183	(28.549.447)
Total otro resultado integral	(270.197.352)	366.416.778	(63.052.457)	329.231.082
Resultado Integral Total	\$ 1.356.449.757	\$ 1.870.878.368	\$ 594.295.579	\$ 1.041.988.558
Utilidad atribuible:				
A los accionistas	1.270.690.211	1.840.758.535	558.572.271	1.047.303.761
Participación no controlada	85.759.546	30.119.833	35.723.308	(5.315.203)
Utilidad del periodo	\$ 1.356.449.757	\$ 1.870.878.368	\$ 594.295.579	\$ 1.041.988.558

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

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

CARLOS MARIO RESTREPO MOLINA
 Firmado digitalmente por CARLOS MARIO RESTREPO MOLINA
 Fecha: 2025.08.13 16:10:17 -05'00'
 Carlos Mario Restrepo Molina
 Representante Legal Suplente


 Signed by Luz Dary Sarmiento Quintero
 Luz Dary Sarmiento Quintero
 Contador Público
 Tarjeta Profesional 65450–T


 Andrea Rodríguez Mur
 Revisor Fiscal
 Tarjeta Profesional 145083–T
 Miembro de KPMG S.A.S.
 (Véase mi informe del 13 de agosto de 2025)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado de Cambios en el Patrimonio, Intermedio
Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2025
(Cifras comparativas por el periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2024)
(En miles de pesos colombianos)

	Reservas									Otro resultado integral							Total patrimonio	Participaciones no controladoras	Total patrimonio
	Capital emitido	Costos de capital	Primas de emisión	Primas por fusión	Reserva legal	Reserva Estatutaria	Reserva ocasional	Otras reservas	Total reservas	Ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura de flujo de efectivo	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Efecto en conversión	Total otro resultado integral	Ganancias acumuladas					
Patrimonio inicial al 01 de enero de 2024	\$ 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	\$ (8.654.632)	\$ (196.445.900)	\$ 49.805.053	\$ (155.295.479)	\$ 5.228.518.219	\$ 13.135.651.483	\$ 830.686.515	\$ 13.966.337.998		
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.474.341.757	1.474.341.757	30.119.833	1.504.461.590		
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.714.039	75.572.147	256.130.592	366.416.778	-	366.416.778	-	366.416.778	-	366.416.778
Total resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.714.039	75.572.147	256.130.592	366.416.778	1.474.341.757	1.840.758.535	30.119.833	1.870.878.368		
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(68.437.355)	-	(68.437.355)	-	-	-	-	(1.738.459.061)	(1.806.896.416)	-	(1.806.896.416)	-	(1.806.896.416)
Incrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.306.370	28.306.370	-	28.306.370
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(68.437.355)	-	(68.437.355)	34.714.039	75.572.147	256.130.592	366.416.778	(264.117.304)	33.862.119	58.426.203	92.288.322		
Patrimonio final al 30 de junio de 2024	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 282.901.905	\$ 1.146.052.277	\$ 1.783.197.947	\$ 26.059.407	\$ (120.873.753)	\$ 305.935.645	\$ 211.121.299	\$ 4.964.400.915	\$ 13.169.513.602	\$ 889.112.718	\$ 14.058.626.320		
Patrimonio inicial al 01 de enero de 2025	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 282.901.905	\$ 1.146.052.277	\$ 1.783.197.947	\$ 60.467.892	\$ (97.142.708)	\$ 512.260.156	\$ 475.585.340	\$ 5.741.995.326	\$ 14.211.572.054	\$ 1.029.420.387	\$ 15.240.992.441		
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.540.887.563	1.540.887.563	85.759.546	1.626.647.109		
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(56.072.692)	53.658.877	(267.783.537)	(270.197.352)	-	(270.197.352)	-	(270.197.352)	-	(270.197.352)
Total resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(56.072.692)	53.658.877	(267.783.537)	(270.197.352)	1.540.887.563	1.270.690.211	85.759.546	1.356.449.757		
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(35.805.639)	-	(35.805.639)	-	-	-	-	(2.062.742.551)	(2.062.548.190)	-	(2.062.548.190)	-	(2.062.548.190)
Decrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(188.867.622)	(188.867.622)	-	(188.867.622)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(35.805.639)	-	(35.805.639)	(56.072.692)	53.658.877	(267.783.537)	(270.197.352)	(485.854.988)	(791.857.979)	(103.108.076)	(894.966.055)		
Patrimonio final al 30 de junio de 2025	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 247.096.266	\$ 1.146.052.277	\$ 1.747.392.308	\$ 4.395.200	\$ (43.483.831)	\$ 244.476.619	\$ 205.387.988	\$ 5.256.140.338	\$ 13.419.714.075	\$ 926.312.311	\$ 14.346.026.386		

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

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

CARLOS MARIO RESTREPO MOLINA
Firmado digitalmente por CARLOS MARIO RESTREPO MOLINA
Fecha: 2025.08.13 16:10:30 -05'00'
Carlos Mario Restrepo Molina
Representante Legal Suplente

Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450-T

Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 13 de agosto de 2025)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado de Flujo de Efectivo, Intermedio y Método Directo
Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2025
(Cifras comparativas por el periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2024)
(En miles de pesos colombianos)

	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2024
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación:		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	\$ 7.158.703.300	\$ 8.432.361.468
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	114.482.804	56.006.590
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	4.690.245	3.348.086
Otros cobros por actividades de operación	1.334.415.711	1.209.046.841
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(3.044.282.671)	(5.048.452.938)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(347.942.803)	(227.602.667)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(103.686.426)	(63.941.453)
Otros pagos por actividades de operación	(1.330.746.725)	(1.493.044.992)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	3.785.633.435	2.867.720.935
Impuestos a las ganancias pagados	(422.073.125)	(1.179.045.402)
Otras (salidas) de efectivo	(241.903.626)	(90.851.842)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	3.121.656.684	1.597.823.691
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	23.899.720	-
Importe procedente de la venta de propiedades, planta y equipo	-	24.035.369
Compra de propiedades, planta y equipo e intangibles	(1.338.059.708)	(1.220.006.943)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	(41.242.734)	(34.130.840)
Cobros derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	12.074.653	9.584.563
Intereses recibidos actividades inversión	32.310.893	32.767.047
Otras (salidas) de efectivo	(26.485.471)	(252.731)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(1.337.502.647)	(1.188.003.535)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados) en actividades de financiación:		
Importes procedentes de préstamos	229.000.000	1.160.000.000
Pago de préstamos	(1.321.871.004)	(1.428.771.824)
Intereses pagados financiación	(511.142.518)	(578.220.326)
Intereses pagados por arrendamientos (NIIF16)	(1.356.164)	(14.400.309)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF 16)	(34.562.775)	(20.175.210)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	(120.954.173)	(28.181.784)
Otras entradas de efectivo financiación	15.454.261	29.943.022
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(1.745.432.373)	(879.806.431)
Cambio neto de efectivo y equivalentes al efectivo	38.721.664	(469.986.275)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	1.263.347.284	1.629.477.082
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	\$ 1.302.068.948	\$ 1.159.490.807

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

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

CARLOS MARIO RESTREPO MOLINA
Firmado digitalmente por CARLOS MARIO RESTREPO MOLINA
Fecha: 2025.08.13 16:10:45 -05'00'

Carlos Mario Restrepo Molina
Representante Legal Suplente



Signed by Luz
Dary Sarmiento
Quintero

Luz Dary Sarmiento Quintero
Contador Público
Tarjeta Profesional 65450-T



Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 13 de agosto de 2025)



Approved by
Fanny Azucena
Martínez Saba



Approved by Carlos
Edmundo Páez Torres

Cara Martínez Martínez

Approved by
Clara Martínez
Martínez



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 consolidada que se adjunta, al 30 de junio de 2025 de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus Filiales (el Grupo), la cual comprende:

- el estado condensado consolidado de situación financiera al 30 de junio de 2025;
- los estados condensados consolidados de resultados y los estados condensados consolidados del otro resultado integral, por los períodos de tres y seis meses que terminaron el 30 de junio de 2025;
- el estado condensado consolidado de cambios en el patrimonio por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2025;
- el estado condensado consolidado de flujos de efectivo por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2025; y
- las notas a la información financiera intermedia.

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

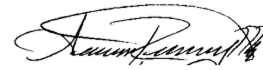
Alcance de la revisión

He realizado mi revisión de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410 “Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad”, incluida en las Normas de Aseguramiento de la Información aceptadas en Colombia. Una revisión de información financiera intermedia consiste en hacer indagaciones, principalmente con las personas responsables de los asuntos financieros y contables, y la aplicación de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de una revisión es sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia y, por consiguiente, no me permite obtener seguridad de haber conocido todos los asuntos significativos que hubiera podido identificar en una auditoría. Por lo tanto, no expreso una opinión de auditoría.

KPMG Confidencial

Conclusión

Basada en mi revisión, no ha llegado a mi conocimiento ninguna cuestión me haga suponer que la información financiera intermedia condensada consolidada al 30 de junio de 2025 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.



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

13 de agosto de 2025

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

1.	Información general.....	9
2.	Bases de presentación.....	29
3.	Políticas contables	35
4.	Efectivo y equivalentes al efectivo	35
5.	Otros activos financieros.....	37
6.	Otros activos no financieros.....	40
7.	Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	42
8.	Saldos y transacciones con partes relacionadas	46
9.	Inventarios, neto.....	52
10.	Activos mantenidos para la venta	53
11.	Activos por impuesto de renta	54
12.	Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas.....	55
13.	Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	57
14.	Propiedades, Planta y Equipo, neto	59
15.	Plusvalía.....	65
16.	Impuestos diferidos, neto	65
17.	Otros pasivos financieros	68
18.	Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar.....	73
19.	Provisiones	75
20.	Pasivos por impuestos	81
21.	Otros pasivos no financieros	85
22.	Provisiones por beneficios a los empleados	86
23.	Patrimonio	89
24.	Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	90
25.	Aprovisionamientos y servicios	94
26.	Otros gastos fijos, por naturaleza.....	96
27.	Pérdidas por deterioro	97
28.	Gastos financieros.....	97
29.	Resultado en venta y disposición de activos, neto	99
30.	Compromisos y contingencias	99
31.	Sanciones.....	109
32.	Mercado de derivados energéticos	113
33.	Información sobre valores razonables.....	114
34.	Categorías de activos y pasivos financieros	115
35.	Segmentos de Operación	116
36.	Temas relevantes	119
37.	Eventos subsecuentes.....	120

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

1. Información general

1.1. Ente Económico

Enel Colombia S.A. E.S.P. (compañía controlante) es una sociedad anónima comercial constituida de acuerdo con las leyes colombianas como una empresa de servicios públicos, regulada por la Ley 142 y 143 de 1994; es de origen colombiano, tiene su domicilio y oficinas principales en la Calle 93 No. 13-45 Piso 1°, Bogotá D.C. y su término de duración es indefinido.

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

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

La composición accionaria de Enel Colombia S.A. E.S.P. a corte de 30 de junio de 2025 es:

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Américas S.A.	85.394.808	57,345%
Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	63.311.437	42,515%
Otros accionistas minoritarios	207.673	0,140%
Total	148.913.918	100%

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

La situación de Grupo Empresarial inscrita en el registro mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá fue actualizada mediante la inscripción de documento privado del 2 de enero de 2024, inscrito el 29 de enero de 2024 bajo el No.03059531 del libro IX, por medio del cual 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 S.p.A. (Subordinadas). A su vez, la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. (Subordinada), ejerce control de manera directa sobre las sociedades Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (antes inversora Codensa S.A.S.), Fundación Enel Colombia, Guayepo Solar S.A.S., Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S., Atlántico Photovoltaic S.A.S. E.S.P., Enel Green Power Fotovoltaica La Loma S.A.S. - En liquidación, Latamsolar Energías Renovables S.A.S. y Latamsolar Fotovoltaica Sahagún S.A.S., Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P. y Wind Autogeneración S.A.S. (Subordinadas).

Los estados financieros intermedios condensados consolidados, incluyen a Enel Colombia S.A. E.S.P. y a sus filiales. A continuación, se detalla cada una de las compañías, la participación económica que el Grupo tiene sobre ellas y su objeto social al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

Tipo de participación directa

Compañía	% Participación económica
Enel Costa Rica CAM S.A.	100,00%
Enel Guatemala S.A.	99,99%
Enel Panamá CAM S.R.L.	99,97%
Generadora de Occidente S.A. (*)	99,19%
Enel Renewable S.R.L. (**)	0,99%
Tecnoguat S.A.	75,00%

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

Compañía	% Participación económica
Renovables de Guatemala S.A.	99,99%
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	100,00%

(*) Cambio en el porcentaje de participación respecto al 31 de diciembre de 2024 (99,00%) producto de la fusión con la compañía Generadora Montecristo S.A.

(*) Esta participación corresponde al porcentaje que posee Enel Colombia S.A. E.S.P., la participación indirecta de la sociedad (99,00%) se refleja en Enel Panamá CAM S.R.L.

Tipo de participación indirecta

Compañía	% Participación económica
Generadora Solar Occidente, S.A.	100,00%
Enel Fortuna S.A.	50,05%
PH Don Pedro S.A.	99,46%
PH Río Volcán S.A.	99,15%
P.H. Chucás S.A.	99,50%

A continuación, se presentan los entes económicos sobre los que Enel Colombia S.A. E.S.P. tiene participación directa y los más relevantes sobre los que se tiene participación indirecta:

➤ **Colombia**

• **Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.**

Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. es una sociedad por acciones simplificada, constituida el 1 de julio de 2009, inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá el 15 de agosto de 2009 bajo el número 01319972 del libro IX. La sociedad tiene un término de duración indefinido.

El 1 de julio de 2009, por documento privado inscrito en la Cámara de Comercio de Bogotá el 15 de agosto de 2009 bajo el No.01319972 del libro IX, la sociedad Inversora Codensa Ltda. que se encuentra disuelta y sin liquidarse, se reconstituye para continuar su objeto social como Inversora Codensa S.A.S.

Información relevante sobre Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. antes Inversora Codensa S.A.S.: Por medio del acta No 21 del 4 de abril de 2022 la Asamblea de Accionista Único de la sociedad Inversora Codensa S.A.S. aprobó la reforma estatutaria por la cual se cambió la razón social a Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.

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

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

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

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

➤ **Costa Rica**

• **Enel Costa Rica CAM S.A.**

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, es de origen costarricense, tiene sus oficinas principales en San José, Escazú, Guachipelín Centro 27, tercer piso. El plazo social de la entidad jurídica es por 99 años, iniciando el 11 de septiembre de 1991, por lo que finaliza el 11 de septiembre del 2090. Esta duración se puede prorrogar por acuerdo de Asamblea de Accionistas.

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

Tiene un capital social de US \$27.500.000 representado por 27.500.000 acciones comunes y nominativas de US \$1.00 cada una. La composición accionaria de Enel Costa Rica CAM S.A., a corte del 30 de junio de 2025, pertenece en su totalidad a Enel Colombia S.A. E.S.P.

Tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

- P.H. Chucás S.A.
- P.H. Rio Volcán S. A.
- P.H. Don Pedro S.A.

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

El 15 de junio del 2023, la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. realizó un aporte adicional de capital a la sociedad Enel Costa Rica CAM S.A., mediante la transferencia de 24.690 acciones comunes y nominativas que la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. tenía en la sociedad P.H. Chucas S.A.

➤ **Panamá**

• **Enel Panamá CAM S.R.L.**

Enel Panamá CAM S.R.L., fue constituida en 1998 y modificada a sociedad de responsabilidad limitada según Escritura Pública No.11.856 inscrita el 17 de octubre de 2019.

Entre el 14 de abril de 2006 a febrero de 2007 las acciones de Enel Panamá CAM S.R.L., fueron adquiridas en su totalidad por Enel Investment Holding B.V. Actualmente y producto de cambios corporativos las acciones de Enel Panamá CAM, S.R.L. son poseídas en 99,97% por Enel Colombia S.A. E.S.P.

La actividad principal de Enel Panamá CAM S.R.L., consiste en operar y desarrollar plantas de generación de energía hidroeléctrica, fotovoltaica y fuentes renovables. La capacidad total instalada es de 460,70 MW Dc.

Enel Panamá CAM S.R.L. está conformado por tres (3) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá; opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y once (11) plantas de generación fotovoltaicas al 30 de junio de 2025.

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	3.000	99,9667%
Enel Américas S.A.	1	0,0333 %
Total	3.001	100%

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

- Enel Fortuna S.A.
- Enel Renovable S.R.L.
- Generadora Solar Occidente S.A.
- **Enel Fortuna S.A.**

Enel Fortuna S.A., es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República de Panamá. Inició operaciones bajo una administración privada el 8 de enero de 1999, resultante del proceso de privatización en la que el Gobierno de Panamá vendió 49% de las acciones comunes a Américas Generation Corporation (AGC), en la actualidad Enel Panamá CAM, S.R.L. y 1,1% a los empleados del antiguo IRHE.

En abril de 2009 Enel Panamá CAM S.R.L. adquirió el 1,06% de las acciones poseídas por los antiguos empleados del antiguo IRHE, con lo que se convirtió en tenedor del 50,06% de las acciones de la Compañía. El Gobierno de Panamá retiene siempre un 49,9%, y los antiguos empleados del antiguo IRHE el 0,04% restante.

Entre el 14 de abril de 2006 a febrero de 2007 las acciones de Enel Panamá CAM, S.R.L., fueron adquiridas en su totalidad por Enel Investment Holding B.V. Actualmente y producto de cambios corporativos las acciones de Enel Panamá CAM, S.R.L. son poseídas en 99,97% por Enel Colombia S.A. E.S.P., sociedad del Grupo Enel cuya última controladora es Enel S.p.A. y está domiciliada en Roma, Italia.

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

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

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

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

- La ASEP otorga a Enel Fortuna S.A. una concesión para la generación de energía hidroeléctrica, mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí.
- Enel Fortuna S.A. está autorizada a prestar el servicio público de generación de electricidad, el cual comprende la operación y mantenimiento de una planta de generación eléctrica, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión y equipos de transformación, con el fin de producir y vender en el sistema eléctrico nacional y realizar ventas internacionales de energía.
- El término de vigencia de la concesión otorgada tiene una duración de cincuenta (50) años. El mismo puede ser prorrogado por un periodo de hasta cincuenta (50) años, previa solicitud a la ASEP y su debida aprobación.
- Enel Fortuna S.A. tendrá el derecho de poseer, operar y mantener los bienes del complejo y realizar mejoras sobre los mismos. Se requerirá aprobación previa en los casos en que aumente la capacidad de la planta en 15% o más en el mismo sitio.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

- Enel Fortuna S.A. tendrá la libre disponibilidad de los bienes propios y los bienes del complejo.
- Enel Fortuna S.A. tendrá los derechos sobre los bienes inmuebles y derechos de vía o paso, dentro del Complejo Hidroeléctrico pudiendo realizar todas las actividades necesarias para la generación y venta de energía hidroeléctrica. Así mismo, también tendrá el derecho de vía o acceso a las áreas del complejo hidroeléctrico actualmente habilitadas y en uso.
- Enel Fortuna S.A. podrá solicitar la adquisición forzosa de inmuebles y la constitución de servidumbres en su favor conforme lo estipula la Ley No.6 y su reglamento. La oficina principal de la Compañía se encuentra ubicada en Ciudad de Panamá, Corregimiento de Bella Vista, Avenida Aquilino de la Guardia, PH Marbella Office Plaza, piso 3. Al 30 de junio de 2025 Enel Fortuna S.A. tiene un total de 54 empleados permanentes.

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Panamá CAM S.R.L.	50.055.171	50,0552%
Gobierno de Panamá	49.912.633	49,9126%
Otros accionistas minoritarios	32.196	0,0322%
Total	100.000.000	100%

• **Enel Renewable S.R.L.**

Enel Renewable S.R.L., fue constituida y denominada el 15 de diciembre de 2015, como Generadora Fotovoltaica Chiriquí S.A. y modificada a sociedad de responsabilidad limitada según Escritura Pública No.12.269 del 18 de octubre de 2019 e inscrita el 30 de octubre de 2019.

La actividad comercial de Enel Renewable S.R.L., es la operación de once (11) plantas de generación de energía fotovoltaica (Estrella Solar, Sol de David, Chiriquí, Vista Alegre, Generadora Solar Caldera, Milton Solar, Sol Real, Jaguito Solar, La Esperanza Solar 20MW, Baco Solar y Madre Vieja Solar).

El 24 de mayo de 2024, ha quedado debidamente inscrita en el Registro Público de Panamá, la Escritura No. 10.643 del 22 de mayo de 2024, contentiva del Convenio de Fusión por absorción entre las sociedades Enel Renewable S.R.L. (sociedad absorbente) y Progreso Solar 20MW, S.A. (sociedad absorbida).

El 01 de agosto de 2024, ha quedado debidamente inscrita en el Registro Público de Panamá, la Escritura No.15.670 de 23 de julio de 2024, contentiva del Convenio de Fusión por absorción entre las sociedades Enel Renewable S.R.L. (sociedad absorbente) y Jaguito Solar 10MW, S.A. (sociedad absorbida).

El 15 de abril de 2025, ha quedado debidamente inscrita en el Registro Público de Panamá, la Escritura No. 7.958 del 11 de abril de 2025, contentiva del Convenio de Fusión por absorción entre las sociedades Enel Renewable S.R.L. (sociedad absorbente) y Generadora Solar Austral, S.A. y Generadora Solar El Puerto, S.A. (sociedades absorbidas).

➤ **Guatemala**

• **Enel Guatemala S.A.**

Enel Guatemala S.A., es una sociedad anónima mercantil de origen guatemalteco, constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas, tiene su domicilio y oficinas principales en Centro de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Enel Guatemala S.A. fue constituida mediante escritura pública No. 23 autorizada el 4 de noviembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de 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.

La composición accionaria de Enel Guatemala S.A. a corte de 30 de junio de 2025 es:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Américas S.A.	1	0,0001%
Enel Colombia S.A. E.S.P.	672.079	99,9999%
Total	672.080	100%

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

• **Generadora de Occidente S.A.**

Generadora de Occidente S.A. es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas, es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Centro de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Generadora de Occidente S.A. fue constituida mediante escritura pública No. 22 autorizada el 27 de septiembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Ibargüen, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 42079, folio 708, libro 135 de Sociedades con fecha 12 de noviembre de 1999.

La aportación social de Generadora de Occidente S.A. a corte de 30 de junio de 2025 es:

Socios	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	1.991.933	99,189971%
Enel Guatemala S.A.	16.267	0,810029%
Total	2.008.200	100%

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

Generadora de Occidente S.A. cuenta con la central hidroeléctrica “El Canadá” con capacidad declarada de 45.829 MW y con la central hidroeléctrica “Montecristo” con capacidad declarada de 13.042 MW. Esta sociedad fue fusionada con Generadora Montecristo, S.A., siendo Generadora de Occidente, S.A. la entidad absorbente, mediante escritura pública No. 47 autorizada el 1 de abril de 2025 por la Notaria Liza María Alfaro Del Cid, e inscrita en el Registro Mercantil en fecha 3 de abril de 2025.

• **Tecnoguat S.A.**

Tecnoguat S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas; es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Centro de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala, Guatemala. Su término de duración es indefinido.

Tecnoguat S.A. fue constituida mediante escritura pública No. 160 autorizada el 14 de noviembre de 1986 por el Notario José María Marroquín Samayoa inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 13743, folio 141, libro 70 de Sociedades con fecha 18 de mayo de 1988.

La composición accionaria de Tecnoguat S.A. a corte de 30 de junio de 2025 es:

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	23.211	75,0000 %
Inversiones J.B. Ltda.	7.737	25,0000 %
Total	30.948	100%

Objeto Social: Tecnoguat S.A. tendrá por objeto únicamente la producción y generación de energía eléctrica y podrá llevar a cabo todos los actos que coadyuven y contribuyan a la realización de su único objeto social, permitiéndosele celebrar todos los actos y contratos que permitan la realización de este fin.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

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

• **Renovables de Guatemala S.A.**

Renovables de Guatemala S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas. La Compañía es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas principales en Centro de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala. Su término de duración es indefinido.

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

La composición accionaria de Renovables de Guatemala S.A. a corte del 30 de junio de 2025 es:

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	19.244.655	99,9999%
Enel Guatemala S. A.	1	0,0001%
Total	19.244.656	100%

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

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

1.1.1. Capacidad Instalada

El Grupo cuenta con 37 centrales que se describen a continuación:

Colombia

Cuenta con 12 centrales de generación hidráulica, 1 térmica y 4 parques solares, ubicadas en los departamentos de Cundinamarca, Huila, Cesar, Magdalena y Atlántico:

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
Tequendama	Hidráulica	57
Salto II	Hidráulica	35
Charquito	Hidráulica	19
Limonar	Hidráulica	18
Laguneta	Hidráulica	18
Menor Guavio	Hidráulica	10
Termozipa	Térmica	226
Guayepo I&II	Solar	370
La Loma	Solar	150
Fundación	Solar	100
El Paso	Solar	68

*MW en corriente alterna (AC). Declarados ante el operador de red - XM.

Nota: Actualmente en construcción/pruebas los proyectos solares Guayepo III y Atlántico.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

Centroamérica

Cuenta con 9 centrales de generación hidráulica y 11 solares, ubicadas en Panamá, Guatemala y Costa Rica:

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]	País
Fortuna	Hidráulica	300	Panamá
Madre Vieja	Solar	31	Panamá
Baco	Solar	30	Panamá
Esperanza	Solar	26	Panamá
Jaguito	Solar	13	Panamá
Chiriqui	Solar	12	Panamá
Milton Solar	Solar	10	Panamá
Sol Real	Solar	11	Panamá
Estrella Solar	Solar	8	Panamá
Sol de David	Solar	8	Panamá
Vista Alegre	Solar	8	Panamá
Caldera Solar	Solar	5	Panamá
Palo Viejo	Hidráulica	88	Guatemala
El Canadá	Hidráulica	46	Guatemala
Montecristo	Hidráulica	13	Guatemala
Matanzas	Hidráulica	12	Guatemala
San Isidro	Hidráulica	3	Guatemala
Chucás	Hidráulica	50	Costa Rica
Rio Volcán	Hidráulica	17	Costa Rica
Don Pedro	Hidráulica	14	Costa Rica

Nota: MW de proyectos solares en corriente continua (DC).

1.2. Comercialización de Gas

Las ventas de gas (operación desarrollada únicamente en Colombia) realizadas entre enero y junio de 2025 fueron de 20,7 Mm3, manteniendo la presencia en la atención de clientes industriales, mercado regulado y gas natural vehicular GNV en la Costa Atlántica y Bogotá, así como la venta a otros comercializadores y distribuidores.

Para el 2025 Enel Colombia S.A. E.S.P. 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

El Grupo (a través de Enel Colombia S.A. E.S.P.) 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 el 1 de noviembre de 2019 y su fecha de terminación 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 quedó 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

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 51,01% Scotiabank Colpatria S.A.).

Se firmó un nuevo acuerdo el cual tiene vigencia a partir de octubre de 2023 hasta octubre de 2029 (6 años) bajo un contrato de colaboración Open Book, ya que se acordó entre las partes no dar continuidad a la iniciativa de operar el negocio de “Crédito Fácil Codensa” bajo una nueva compañía de financiamiento comercial considerando las condiciones desfavorables de mercado.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Scotiabank Colpatria S.A. decidieron no presentar la solicitud de autorización de permiso de funcionamiento de Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento ante la Superintendencia Financiera de Colombia, debido a cambios relevantes del contexto internacional y local que han incidido en algunas de las condiciones que fueron tenidas en cuenta para adelantar el proyecto de creación de la entidad financiera. Por lo tanto, se presentó ante esta Superintendencia el correspondiente plan para la liquidación de la compañía constituida. Al 31 de diciembre de 2024, se encontraba en el proceso de liquidación respectivo. Los recursos invertidos remanentes en la compañía fueron devueltos a los accionistas mediante una distribución anticipada en el mes de noviembre de 2024, previo a la liquidación de la Newco que se realizó durante el primer trimestre de 2025.

El 31 de enero de 2025 se radicó ante la Cámara de Comercio de Bogotá la liquidación de la Compañía de Financiamiento Comercial. Así mismo, el 7 de febrero de 2025 se finalizó el proceso de devolución de los recursos remanentes invertidos a cada uno de los accionistas. Con lo anterior se finaliza el proceso de liquidación de la Compañía de Financiamiento y la devolución de los recursos a los accionistas.

El negocio Crédito Fácil Codensa se continuará desarrollando bajo el esquema de contrato de colaboración empresarial, el cual fue renovado en octubre de 2023 entre las Partes, lo que ratifica el compromiso para continuar ofreciendo los productos financieros y beneficios asociados a los clientes. Esta alianza permitirá continuar el desarrollo del modelo de negocio, con foco en su crecimiento, mejorar la experiencia y beneficios para los clientes y atender las nuevas necesidades en un mercado cambiante y competitivo.

1.4. Marco legal y regulatorio

Estrategia y Gestión Regulatoria

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

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

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. Adicionalmente se realiza monitoreo de novedades institucionales que tengan relación y pueden tener un impacto en la operación de los negocios.

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 en el país (autoridades y organismos vinculados), 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 para la participación pública por cada autoridad, de manera que sean tenidas en cuenta dentro del desarrollo de las unidades de negocio.

Energía Eléctrica

En 1994 se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia. La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea un ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Existe libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, mientras que 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, Subastas de Contratación de Largo Plazo – SCLP y otros mecanismos de comercialización habilitados en el marco de la resolución CREG 114 de 2018. Adicionalmente, los agentes del sector 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 (FNCR).

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 periodos comprendidos de 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 FNCR, se encuentran respaldadas por 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 define el marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, y entre otros se establece los beneficios tributarios que se constituyen como incentivos.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

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 concurrencia en el caso del cobro aplicado a los usuarios regulados, o a grandes clientes denominados usuarios no regulados, mediante contratos bilaterales.

Las empresas de transmisión que operan redes iguales o mayores 220 kV constituyen el Sistema de Transmisión Nacional (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.

A continuación, lineamientos asociados al marco legal y regulatorio de 2025:

En enero de 2025 la CREG emitió la Resolución 501 110 de 2024 mediante la cual resuelve el recurso de reposición presentado por Enel Colombia S.A. E.S.P. a la Resolución CREG 501 143 de 2024, dando lugar a la aprobación del plan de inversiones presentado para el periodo 2023-2027 del 92%, mejorando el 77% aprobado inicialmente en la Resolución 501 143.

Durante el mismo mes, la CREG publicó la Circular CREG 124 de 2025, mediante la cual definió la metodología para el cálculo de las metas de Calidad de Servicio para los años 2024 y 2025, dicha metodología permite aplicar las reglas definidas en la regulación vigente, Resolución CREG 015 de 2018.

También en enero, consecuente con la Resolución CREG 101 066 de 2024, que determinó la definición de dos precios de escasez dentro del esquema del Cargo por Confiabilidad, mediante la Resolución CREG 101 069 de 2025, la CREG expide las nuevas reglas de liquidación del cargo por confiabilidad teniendo en cuenta la aplicación de precios de escasez por planta y la existencia de un nuevo precio de escasez para plantas FNCER y Carbón, modificando así el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006.

En el mes de febrero, la UPME publicó la Resolución No. 000135 de 2025, que establece los requisitos, procedimiento y tarifas para evaluar solicitudes y emitir certificados que permiten acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014, para proyectos FNCE, Gestión Eficiente de Energía e hidrógeno. La nueva norma determinó que las tarifas de evaluación se calcularán según el valor de la inversión y los beneficios tributarios estimados. Adicionalmente, en la lista de bienes y servicios sujetos del incentivo, se incluyen categorías específicas para Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), Gestión Eficiente de la Energía (GEE) e hidrógeno.

En el mes de abril, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40140 de 2025 mediante la cual expidió lineamientos transitorios para promover la permanencia de proyectos de generación que cuenten con punto de conexión asignado y que estén en condición de superposición y/o dependan de proyectos de expansión. La norma determina que los desarrolladores podrán optar por prorrogar la vigencia de sus garantías, manteniendo el valor de cobertura sin indexación, salvo las reducciones establecidas en la regulación vigente, por concepto de reserva de capacidad y/o construcción asociada a expansión del STN.

Durante el mismo mes, la CREG publicó la Resolución CREG 101 072 de 2025, mediante la cual establece un marco regulatorio para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Interconectado Nacional, abordando tanto los aspectos técnicos necesarios para su conexión y operación, como los

mecanismos económicos para la remuneración de sus excedentes y la comercialización de la energía generada, tanto en el SIN como en las ZNI. Se realizan modificaciones a resoluciones existentes, tales como las resoluciones CREG 091/07, 038/18 y 174 de 2021. En general, se abordan temas acerca de: Procedimientos de conexión, requisitos de medición, operación de activos eléctricos, sistema de información, disponibilidad de red, entre otros.

Durante el mismo mes, mediante la resolución 101-073 de 2025, la CREG decidió ampliar el término para aplicar la exención de penalización por desviaciones del programa de generación de las plantas variables (incluye Pequeñas Centrales Hidráulicas), hasta que la CREG defina la metodología definitiva. Esta medida estuvo precedida, desde el año pasado, de decisiones similares inicialmente mediante la resolución CREG 101-040/24, con medidas transitorias para aumentar oferta en el Fenómeno El Niño 2023-2024, con una exención de penalización por desviaciones del programa de generación hasta el 30 de junio de 2024, y con prórrogas posteriores mediante resoluciones CREG 101-047/24 y 101-061/24.

En el mes de mayo, desde el Ministerio del Interior se expide un decreto que, por sus características de tener fuerza de ley, no fue puesto en consulta pública, ni pasó por el congreso, se trata del Decreto 0488 del 2025, por el cual busca regular el funcionamiento de los territorios indígenas. Dentro de los aspectos más impactantes de este decreto, se tiene una figura denominada objeción cultural, con el cual las comunidades podrían objetar una iniciativa o actividad que un tercero vaya a desarrollar en su territorio, lo que se constituye en un poder de veto.

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.

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.

La Ley 2169 de 2021, 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

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 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 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.

Así mismo, el ministerio de Minas y Energía publicó dos documentos de cambio climático sectoriales: "Lineamientos para la formulación de los Planes Integrales de Gestión del Cambio Climático Empresariales del sector minero -PIGCCe" y la "Guía para la identificación, análisis y evaluación de riesgos de desastres en el sector minero energético -Implementación práctica", los cuales buscan ser una guía para que desde el sector se establezcan los Planes de Gestión de Cambio Climático.

Desde el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible se expidió la resolución 418 de 2024, la cual reglamenta lo correspondiente a la administración del Registro Nacional de Reducción de las Emisiones y Remociones de Gases Efecto Invernadero.

A nivel Distrital, para el año 2023 se han venido estructurando y publicando diferentes normas en materia de cambio climático, se resalta el Documento Conpes de Política Pública de Acción Climática 2023-2050 con su respectivo Plan de Acción, así como la Resolución 1545 de 2023, que establece el etiquetado vehicular.

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.

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.

Desde el Congreso de la República fue expedida la Ley sobre Pasivos ambientales (Ley 2327 de 2023), en la que se incluye su definición y disposiciones para la gestión y creación de órganos a nivel nacional, dirigidos especialmente por el Ministerio de Ambiente. Se indica que, dentro del año siguiente a la entrada en vigencia de la ley, se deberán fijar los lineamientos para la formulación, implementación y evaluación de una Política Pública, con un diagnóstico previo para la gestión de pasivos ambientales, con un plan de acción y seguimiento a cargo de Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Salud y Ministerio de Ambiente.

Así mismo, como parte de los compromisos de Colombia ante la OCDE, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible expidió la Resolución 0839 de 2023, en la cual se establece el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes – RETC, en el cual los diferentes sectores deberán reportar información relacionada con su desempeño ambiental, y esta será pública.

Con el fin de apalancar la Transición Energética Justa, desde el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, se expide el Decreto 0852 de 2024 por el cual se modifican competencias para otorgar licencias ambientales a los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía. El Decreto reduce de 100 MW a 50 MW los proyectos FNCER que serán competencia de la ANLA y entre 10 MW y menores a 50 MW serán competencia de las Corporaciones.

Desde el Congreso de la República se modifica el régimen sancionatorio ambiental mediante la Ley 2387 de 2024, entre los cambios más relevantes, se encuentra el aumento de las sanciones pecuniarias, las cuales pasan de 5.000 a 100.000 salarios mínimos mensuales legales vigentes.

En el mes de octubre de 2024 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, expide el Decreto 1275, el cual tiene fuerza de ley y establece las normas requeridas para el funcionamiento de los territorios indígenas en materia ambiental y el desarrollo de las competencias ambientales de las autoridades indígenas y su coordinación efectiva con las demás autoridades y/o entidades.

En diciembre de 2024 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible adoptó los términos de Referencia para la elaboración del estudio técnico que sustenta la solicitud de sustracción de áreas de reserva forestal del orden nacional y regional, para el desarrollo de actividades declaradas por Ley de utilidad pública o interés social, a través de la Resolución 1075 del 11 de diciembre de 2024.

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.

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.

A continuación, lineamientos asociados al marco legal y regulatorio de 2025:

En el mes de enero de 2025, la CREG publicó en firme la resolución 102-015 de 2025, “Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural”, que previamente estuvo en consulta mediante la propuesta normativa 702-003 de 2022. Este nuevo reglamento, deroga a la anterior norma expedida en la resolución CREG 186 de 2020, determinando mejoras en aspectos como (i) mayor transparencia y supervisión, reduciendo el riesgo de prácticas anticompetitivas; (ii) definición de nuevos tipos de contratos que ofrecen opciones con distintos niveles de firmeza y compromisos de pago; (iii) fortalecimiento del Mercado Secundario, incentivando la liquidez y transparencia del mercado, reduciendo barreras para nuevos participantes; y (iv) adaptación a la regulación reciente, alineando las disposiciones con el Decreto 1467 de 2024, que introdujo cambios en definiciones y lineamientos de comercialización.

Marco regulatorio Centroamérica: Costa Rica, Guatemala y Panamá

Mercado Eléctrico Regional - MER

El concepto de Mercado Eléctrico Centro Americano implica dos componentes:

- a) La creación y puesta en marcha de un Mercado Eléctrico Regional (MER), mercado mayorista supranacional que sirva de base para la inversión en el sistema integrado de transmisión; y
- b) El desarrollo y construcción del primer sistema de transmisión regional, cubriendo desde Panamá hasta Guatemala, para permitir el funcionamiento físico del MER. Con este mercado en funcionamiento se atrajo la inversión privada requerida para la expansión de los parques de generación y las redes de distribución, estimular la actividad económica y el comercio intrarregional en América Central. De acuerdo con los fines recogidos en el Tratado Marco que le da origen, el MER persigue beneficiar a los habitantes de los países miembros, mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región.

La regulación del MER se define en una serie de instrumentos jurídicos y administrativos que incluyen el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos; el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (“RMER”) y las Resoluciones Normativas de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (“CRIE”). Estos instrumentos definen los principios, reglas, procedimientos y mecanismos para el funcionamiento del MER. Estos instrumentos establecen una estructura institucional que incluye: (i) a la CRIE como responsable, entre otras funciones, de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas (los agentes) que se conectan al sistema eléctrico regional, y de fijar los mecanismos de remuneración y de precios de intercambio y transporte de energía; (ii) al Ente Operador Regional (EOR) que se encarga de coordinar la operación técnica y comercial de los intercambios de energía entre los agentes de los países de América Central, en su calidad de operador y administrador del sistema eléctrico y el mercado regional; y (iii) el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (“CDMER”), órgano político y la instancia responsable de impulsar el desarrollo del MER y facilitar el cumplimiento de los objetivos del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, y de coordinar la interrelación con el resto de los organismos regionales.

La regulación regional ha configurado el MER como un mercado mayorista de electricidad a nivel regional, con una organización y funcionamiento basado en las premisas siguientes:

- En el Mercado se realizan transacciones comerciales de electricidad mediante intercambios de oportunidad producto del despacho económico regional y mediante contratos entre los agentes del mercado.
- Los agentes del Mercado, a excepción de los transmisores, pueden comprar y vender energía eléctrica libremente, sin discriminación de ninguna índole, garantizándose el libre tránsito de energía eléctrica por las redes en los países miembros del MER.
- Los agentes del Mercado pueden instalar sus plantas de generación en cualquiera de los países (exceptuando Costa Rica que actualmente solo reconoce como agente regional al Instituto Costarricense de Electricidad) miembros del MER para la comercialización a nivel regional de la energía producida.
- Los agentes del Mercado tienen libre acceso a las redes de transmisión regional y nacional, definiéndose la transmisión regional como el transporte de energía a través de las redes de alta tensión que conforman la Red de Transmisión Regional (RTR).

El MER es un mercado con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los países miembros, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la RTR que incluye las redes nacionales. Las transacciones de energía en el MER se realizan en dos tipos de mercado:

- a) Mercado de Contratos Regional: conformado por el conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER, instrumentados entre agentes. Los contratos pueden ser, en función de su prioridad de suministro, Contratos Firmes o Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF).

Es importante mencionar que los Contratos Firmes requieren indispensablemente tener Derechos Firmes (DF) de Transmisión. Los Derechos Firmes asignan a su titular durante un periodo de validez el derecho, pero no la obligación, de inyectar potencia en un nodo y a retirarla en otro nodo de la RTR. Dependerá básicamente de la capacidad operativa de la red de transmisión regional, para lo cual se realizan subastas de tipo anual y mensual donde los Agentes registrados en el Mercado Eléctrico Regional podrán ofertar para adquirirlos.

El cálculo de los Precios Mínimos para la asignación de los Derechos Firmes es realizado por el EOR, cumpliendo con la metodología vigente. En los casos que dos o más ofertas de Derechos Firmes tengan los mismos nodos de inyección y retiro de la RTR, la asignación será el resultado del modelo de optimización establecido.

Aunque no se obtengan derechos firmes, se realizan pueden realizar transacciones por contrato no firme físico flexible (CNFFF) sujetos a los Costos Variables de Transmisión producto de la congestión en la red.

Este mercado brinda a los agentes instrumentos que les permitan gestionar los riesgos de suministro y precio de la energía en el MER y posibilitar las inversiones de largo plazo en la infraestructura regional. Los agentes tienen libertad para establecer los precios y demás condiciones contractuales del contrato.

- b) Mercado de Oportunidad Regional: mercado de corto plazo, basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía eléctrica para cada periodo de Mercado (el periodo de Mercado es de una hora), en los nodos habilitados comercialmente de la RTR. Comprende las transacciones de oportunidad programadas con un día de antelación a la operación, y las que se producen derivadas de las desviaciones en tiempo real de las inyecciones y retiros programados para cada periodo horario.

Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (“SIEPAC”)

El sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central consiste en la infraestructura de transmisión de 230 kV a través de los 1.800 kilómetros que atraviesa los países de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, con una capacidad de transmisión de 300 MW.

El SIEPAC ha sido desarrollado por la Empresa Propietaria de la Red (“EPR”), cuyos accionistas son mayoritariamente las empresas eléctricas estatales de cada uno de los países que los conforman e intereses minoritarios de capitales privados.

A continuación, lineamientos asociados al marco legal y regulatorio de 2025:

En marzo de 2025, la CRIE publicó la Resolución CRIE-08-2025 que aprueba la modificación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) específicamente sobre aspectos relativos a los Contratos No Firmes Físico Flexible y Contratos Firmes. En el caso de la componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro), esta será cero cuando no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados en el predespacho regional. Para los Contratos Firmes, el Agente Inyector debe cubrir los costos para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicional del mercado de oportunidad regional, cuando su disponibilidad no sea suficiente. En caso contrario, se aplicará una reducción del contrato de generación disponible declarado. El Ente Operador Regional debe publicar el Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa.

Costa Rica

La actividad de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad están catalogadas de acuerdo con la Ley 7593 del 2008 como servicios públicos, por lo cual la participación de los distintos actores en este sector está fuertemente concentrada en el Estado. Existen ocho empresas distribuidoras de energía eléctrica, de las cuales dos pertenecen al Estado y concentran tres cuartas partes de la demanda, dos son empresas municipales y las restantes cuatro son cooperativas. La participación de entes privados distintos de las cooperativas se da únicamente a nivel de generación y está regulada en las leyes números 7200 del 2015 y 7508 de 1995.

El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el encargado de elaborar y coordinar la política pública y los programas relacionados a los sectores ambiental y energía; en 2023 el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) decidió trasladar las funciones de planificación energética a la Secretaría de Planificación Sectorial para Ambiente y Energía (SEPLASA), quien es la encargada de formular y promover la planificación energética integral mediante políticas y acciones estratégicas que garanticen un suministro de energía oportuno y de calidad, contribuyendo al desarrollo sostenible del país. La Dirección de Energía, también del MINAE se encarga de aspectos específicos relacionados con la gestión y regulación del sector energético.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) es la responsable de regular y fiscalizar la calidad y el precio de los servicios públicos de electricidad (Ley N°7593). La Ley N°7593 le otorgó a la ARESEP, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es una empresa estatal que brinda servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Es el mayor generador del país y funciona como comprador único de la energía generada por los generadores privados bajo la ley N°7200 y N°7508. Según su ley de creación (Ley N°449 del 8 de abril de 1949) es el responsable de satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional, razón por la cual el ICE posee la mayor capacidad de las plantas generadoras del país, principalmente de carácter hídrico. La Dirección de Operación del Sistema Eléctrico (DOCSE), como dependencia del ICE, es responsable de realizar el despacho de generación para satisfacer la demanda eléctrica nacional. Las empresas generadoras al amparo de las Leyes 7200, 7508 y 8345, y las empresas distribuidoras con generación propia, están en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria, de sus plantas de generación con una capacidad instalada igual o superior que 5 MW.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

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

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

Por otra parte, a través de la Ley 7508 se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley 7200. En este régimen de BOT (Building, Operation and Transfer) y el proceso de contratación se hace mediante el sistema de licitación pública. El ICE puede comprar de estas centrales hasta un 15% adicional al autorizado por la Ley 7200, para totalizar un 30% de la capacidad instalada nacional. El proceso de negociación de contratos de compra-venta de energía con generadores privados, se realiza por medio del Proceso Estrategias de Inversión del Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE) del ICE, ahora DOCSE.

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

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

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

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

Adicionalmente, la Ley 10086 de 2021, Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables, tiene como objeto establecer las condiciones necesarias para promover y regular las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables.

Así mismo, se cuenta con la Ley 9518 de 2018, incentivos y promoción para el transporte eléctrico, la cual tiene por objeto crear el marco normativo para regular la promoción del transporte eléctrico en el país y fortalecer las políticas públicas para incentivar su uso dentro del sector público y en la ciudadanía en general. Esta Ley fue modificada durante el 2022 por la Ley 10209, cambiando algunos de los incentivos a los vehículos eléctricos.

En febrero de 2025, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) ha emitido la Resolución RE-0011-IE-2025, "Recurso de revocatoria interpuesto por el ICE a la resolución RE-001-IE-2025 con la aplicación anual de la Metodología de Fijación de Tarifas para Generadores Hidroeléctricos Privados" aplicables a las centrales Don Pedro y Río Volcán, donde se actualizan los siguientes límites: banda inferior 0,04851 \$USD/kWh y banda superior 0,08983 \$USD/kWh. Con relación al año 2024, donde banda inferior

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

fue de 0,04849 \$USD/kWh y banda superior fue de 0,09261 \$USD/kWh según la RE-0045-IE-2024, representan una variación de -0,41% y 3% respectivamente.

Guatemala

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

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

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

Físicamente el sistema eléctrico está conformado por el sistema eléctrico nacional (SEN), el cual está integrado por el sistema nacional interconectado (SNI) y algunos sistemas aislados.

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

En el mercado mayorista, se transan dos productos; i) Potencia que se liquida de forma mensual y ii) Energía que se liquida de forma horaria.

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

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución (líneas, subestaciones y redes de distribución) que opera en tensiones de 34.5 kW y 13.8 kW. La operación de las principales componentes del sistema de distribución es coordinada por el AMM y ejecutada por los distribuidores.

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

A continuación, lineamientos asociados al marco legal y regulatorio de 2025:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

En febrero de 2025, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala publicó la Resolución CNEE-85-2025, mediante la cual ha definido las nuevas bandas horarias para los periodos de máxima, media y mínima demanda, con aplicación a partir del 01 de mayo de 2026. El Administrador del Mercado Mayorista (AMM) dispondrá de 60 días para actualizar las Normas de Coordinación en los aspectos pertinentes para la implementación de las nuevas bandas horarias.

Panamá

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

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

En Panamá, la regulación establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), es la entidad gubernamental, que funge en calidad de gestor de compras, el cual tiene la responsabilidad de realizar en el mercado de contratos, la contratación de la potencia y energía para los clientes finales de las empresas de distribución. Las empresas distribuidoras deben estar contratadas al 100% con dos años de anticipación y gradualmente se establece porcentajes mínimos de contratación.

El transporte de energía eléctrica en alta tensión desde el punto de entrega de los generadores hasta el punto de recepción por la empresa distribuidora o gran cliente lo realiza ETESA, y quien coordina las operaciones y las transacciones que se dan entre los participantes del mercado mayorista de electricidad, es el Centro Nacional de Despacho (CND), una dependencia de ETESA.

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

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

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

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

A continuación, lineamientos asociados al marco legal y regulatorio de 2025:

En el mes de febrero de 2025, la Resolución AN No. 19990-ELEC, emitida por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y publicada en Gaceta Oficial No. 30234 de 12 de marzo de 2025, por la cual previo Audiencia Pública No.17-24-Elec, modifican artículos del “Reglamento de Transmisión”, aprobado

mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones. Se ajusta la proporcionalidad del Equipamiento del Sistema Principal de Transmisión (CUSPTE) y de Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA) asignado a la Generación y Demanda, el cual será cubierto 45% por la Generación y 55% por la Demanda (actualmente la proporción de Generación 30% y Demanda 70%). Para el periodo julio de 2025 - junio de 2029 estos cargos tendrán una proporcionalidad de 50% por la Generación y 50% por la Demanda, para el periodo julio de 2029 – junio de 2033.

En el mes de marzo de 2025, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) publicó la Resolución AN No. 20025-Elec, mediante la cual aprueba las medidas transitorias en virtud de la suspensión provisional del Pliego tarifario de ENSA (Grupo EPM) para el periodo del 1 de julio de 2023 al 30 de junio de 2026. La misma, autoriza a ENSA para informar a las empresas Generadoras que los pagos correspondientes a los contratos de suministro estarán realizándose en un plazo de 60 días (los contratos contemplan pagos a 30 días) a partir de las facturas emitidas en marzo de 2025, hasta que se resuelva la causa contenciosa administrativa o ASEP suspenda la medida.

2. Bases de presentación

El Grupo presenta sus estados financieros intermedios condensados consolidados 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 consolidados incluyen información comparativa correspondiente al periodo anterior.

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

2.1. Principios contables

La información financiera intermedia condensada consolidada al y por los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2025 y 2024, ha sido preparada 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 (NCIF), establecidas en la Ley 1314 de 2009, reglamentadas por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015, modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017, 2483 de 2018, 2270 de 2019, 1432 de 2020, 938 de 2021, 1611 de 2022 y el 1271 de 2024. 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). En adición consideran los requerimientos de la Superintendencia Financiera de Colombia para efectos de reporte como emisores.

El Grupo aplica a los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados la siguiente excepción:

- **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.

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

Los estados financieros intermedios condensados consolidados 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 el Grupo desde la presentación de su estado financiero anual. Por lo tanto, estos estados financieros intermedios condensados consolidados deben ser leídos conjuntamente con los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2024.

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

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

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

2.2. Base contabilidad de causación

El Grupo prepara sus estados financieros intermedios condensados consolidados, 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 2025

La normatividad colombiana ha actualizado el marco técnico de las Normas de Contabilidad y de información Financiera aceptadas en Colombia, incorporando principalmente la *NIIF 17 Contratos de seguros* que inician su vigencia a partir del 1 de enero de 2025, permitiendo su aplicación anticipada.

El Grupo no ha adoptado anticipadamente estas normas en la preparación de estos estados financieros intermedios condensados consolidados y no espera impactos importantes de su aplicación teniendo en cuenta que no ha identificado que desarrolle contratos de seguro.

2.4. Estimados y criterios contables relevantes

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros.
- 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.

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

- 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.
- 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.
- 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 consolidados.
- 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 consolidados, 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.

2.5 Entidades filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enel Colombia S.A. E.S.P., directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enel Colombia S.A. E.S.P. tiene poder sobre su filial cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la filial.

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

2.6 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

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

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

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

Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

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

Operación conjunta: Acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo.

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

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

Las inversiones en asociadas o negocios conjuntos se miden en los estados financieros intermedios condensados consolidados al método de participación patrimonial - MPP, para el caso del acuerdo conjunto del tipo de operación controlada conjuntamente se miden a valor razonable.

2.7 Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas se registran siguiendo el método de participación.

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

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

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor en libros de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro.

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

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

2.8 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las sociedades filiales se consolidan, integrándose en los estados financieros intermedios condensados consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones recíprocas.

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

El Grupo contabiliza las combinaciones de negocios utilizando el método de la adquisición cuando el conjunto de actividades y activos adquiridos cumple la definición de un negocio y el control se transfiere al Grupo. Para ser considerado un negocio, un conjunto de actividades y activos adquiridos debe incluir como mínimo un insumo y un proceso sustantivo aplicado al mismo que, en conjunto, contribuyan significativamente a la capacidad de crear productos. La NIIF 3 proporciona la opción de aplicar una “prueba de concentración” que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y activos adquiridos no es un negocio. La prueba de concentración se cumple si sustancialmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un solo activo identificable o grupo de activos identificables similares.

La consolidación de las operaciones de Enel Colombia S.A. E.S.P. Sociedad Matriz y de las sociedades filiales se ha efectuado de acuerdo con los siguientes principios básicos:

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

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

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la sociedad informará los valores provisionales registrados. Durante el periodo de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.

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

- (2) El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total:

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

Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.

- (3) Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
- (4) Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
- (5) Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling of interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.
- (6) Cuando se pierde control sobre una subsidiaria, se dan de baja en cuentas los activos y pasivos de la subsidiaria, cualquier participación no controladora relacionada y otros componentes de patrimonio. Cualquier ganancia o pérdida resultante se reconoce en resultados. Si se retiene alguna participación en la ex subsidiaria y ésta se contabiliza utilizando el método de participación, se reconoce la parte de la ganancia o pérdida que procede de la nueva medición a valor razonable en el resultado del periodo solo en la medida de la participación en la nueva asociada; si la participación que se retiene se contabiliza de acuerdo con NIIF 9, la parte de la ganancia o pérdida se reconoce en su totalidad en el resultado del periodo.

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a “otras reservas”.

2.9 Moneda funcional y de presentación

La moneda funcional de Enel Colombia S.A. E.S.P., es el peso colombiano (COP), así como también la moneda de presentación de los estados financieros intermedios condensados consolidados del Grupo.

La moneda funcional se ha determinado considerando el entorno económico en que opera la Sociedad. Esta conclusión se basa en que el COP es la moneda que influye fundamentalmente en las actividades de financiamiento, emisiones de capital y flujos de efectivos y sus equivalentes.

Debido a lo anterior, el COP refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para Enel Colombia S.A. E.S.P.

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

2.10 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

La conversión de los estados financieros de las sociedades del Grupo con moneda funcional distinta del peso colombiano se realiza del siguiente modo:

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

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

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

c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral.

Tipos de cambio:

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

	Al 30 de junio de 2025	
	Cierre	Medio
Dólar Estadounidense \$US	\$ 4.069,67	\$ 4.192,97

3. Políticas contables

3.1 Políticas contables aplicables a los estados financieros intermedios condensados consolidados

Los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados siguen las mismas políticas y métodos contables de cálculo, aplicados en los estados financieros del cierre del ejercicio 2024.

4. Efectivo y equivalentes al efectivo

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldos en bancos	\$ 1.083.230.332	\$ 1.116.753.646
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (*)	136.607.201	146.527.197
Depósitos (**)	82.168.402	-
Efectivo en caja	63.013	66.441
	\$ 1.302.068.948	\$ 1.263.347.284

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

Detalle por moneda	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Pesos Colombianos	\$ 990.425.821	\$ 889.610.342
Dólares Americanos	290.413.234	346.196.289
Colón Costarricense	19.467.726	17.143.877
Quetzal Guatemalteco	1.762.167	10.396.776
	\$ 1.302.068.948	\$ 1.263.347.284

Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 de \$4.069,67 y \$4.409,15 por US\$1, respectivamente.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

Colombia

En Enel Colombia S.A. E.S.P. el incremento del efectivo y equivalentes del efectivo por \$95.262.085, está dado por: i) recaudo por \$7.741.146.702; ii) pagos a proveedores por \$(5.679.113.604); iii) toma de préstamo financiero y pago de intereses y deuda por \$(1.611.709.995); iv) pago de impuestos por \$(416.367.676) y v) otros por \$61.306.658.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el aumento del saldo de bancos y equivalentes al efectivo por \$685.986 corresponde a recaudo de facturación de energía por \$79.854.916, pagos realizados por compras de energía y transporte de la misma por \$(75.338.415), pagos correspondientes a impuestos por \$(3.953.598), y otros por \$124.083.

Centroamérica

En Centroamérica el saldo al 30 de junio de 2025 es por \$306.595.992; la disminución por \$(57.227.407) corresponde principalmente al pago de préstamos a la compañía Enel Finance International S.R.L.

(*) 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. junto con la constitución de TIDIS para el pago de impuestos. La disminución de junio de 2025 versus diciembre de 2024 se origina principalmente en que las carteras colectivas presentan menores recursos para el manejo de las operaciones diarias.

(**) Corresponde a la constitución de depósitos a plazo en la compañía Enel Fortuna S.A.

Entidad	Valor	Fecha de inicio	Fecha fin	Plazo	Tasa EA
Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	\$ 40.864.913	23/6/2025	23/7/2025	30	4,62%
Bank of Nova Scotia (Panamá) S.A.	41.303.489	25/6/2025	25/7/2025	30	4,46%
	\$ 82.168.402				

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 2025 y 31 de diciembre de 2024, el Grupo utiliza garantías bancarias que le permiten respaldar operaciones de compra de energía, garantizando a los proveedores el pago.

Al 30 de junio de 2025, el importe de la provisión por deterioro del efectivo y equivalentes de efectivo es de \$379.662.

A continuación, se detalla el movimiento de los pasivos que se originan por actividades de financiación al 30 de junio de 2025 y 2024, incluyendo aquellos movimientos que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo.

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				Saldo al 30 de junio de 2025
	Saldo al 1 de enero de 2025	Importes procedentes	Pagos de préstamos e intereses y otros	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Préstamos y obligaciones bancarias	\$ 8.095.165.099	\$ 229.000.000	\$ (1.558.659.366)	\$ 1.669.147	\$ 416.899.400	\$ -	\$ -	\$ 7.184.074.280
Bonos	1.745.170.339	-	(274.354.156)	(596.759)	71.586.874	-	-	1.541.806.298
Pasivos por arrendamientos	300.478.070	-	(35.918.939)	17.429.823	12.945.772	1.344.007	-	296.278.733
Préstamos vinculados	251.005.943	-	(120.954.173)	(10.377.932)	-	-	-	119.673.838
Instrumentos derivados	2.832.573	15.454.261	-	(30.554.704)	-	-	27.651.626	15.383.756
Otros	4.170	-	-	(4.170)	-	-	-	-
Total, pasivos por actividades de financiación	\$ 10.394.656.194	\$ 244.454.261	\$ (1.989.886.634)	\$ (22.434.595)	\$ 501.432.046	\$ 1.344.007	\$ 27.651.626	\$ 9.157.216.905

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				Saldo al 30 de junio de 2024
	Saldo al 1 de enero de 2024	Importes procedentes	Pagos de préstamos e intereses y otros	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Préstamos y obligaciones bancarias	\$ 6.635.299.682	\$ 1.160.000.000	\$ (1.447.083.775)	\$ 1.032.991	\$ 458.965.797	\$ -	\$ -	\$ 6.808.214.695
Bonos	2.450.471.339	-	(559.908.375)	53.705	108.197.579	-	-	1.998.814.248
Préstamos vinculados	269.536.156	-	(28.181.784)	22.936.502	-	-	-	264.290.874
Pasivos por arrendamientos	270.376.030	-	(34.575.519)	(2.068.499)	13.639.246	30.834.884	-	278.206.142
Instrumentos derivados	78.183.734	14.320.482	-	-	-	-	(64.711.236)	27.792.980
Otros	-	15.622.540	-	-	-	-	-	15.622.540
Total, pasivos por actividades de financiación	\$ 9.703.866.941	\$ 1.189.943.022	\$ (2.069.749.453)	\$ 21.954.699	\$ 580.802.622	\$ 30.834.884	\$ (64.711.236)	\$ 9.392.941.479

5. Otros activos financieros

	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Fideicomisos	\$ 41.674.343	\$ -	\$ 19.429.873	\$ -
<i>Fideicomisos (1)</i>	41.674.718	-	19.430.133	-
<i>Deterioro Fideicomisos (*)</i>	(375)	-	(260)	-
Embargos judiciales	19.214.296	-	2.545.921	-
<i>Embargos judiciales (2)</i>	19.310.619	-	2.552.121	-
<i>Deterioro embargos judiciales (*)</i>	(96.323)	-	(6.200)	-
Instrumentos derivados de cobertura (3)	15.714.074	-	50.385.716	18.716.231
Otros activos (4)	4.459.748	343.693.406	6.089.543	378.564.608
Garantías mercados derivados energéticos (5)	172.748	-	(163.460)	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (6)	-	67.903	-	163.700
	\$ 81.235.209	\$ 343.761.309	\$ 78.287.593	\$ 397.444.539

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

(1) Al 30 de junio y 31 de diciembre de 2024 el saldo de los fideicomisos se detalla a continuación:

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Fideicomiso Alianza_Guacamayas (a)	\$ 22.491.976	\$ -
Fideicomisos OXI Huila Fiduprevisora	8.424.790	8.089.178
Fideicomiso Popular_Mesitas (b)	4.500.000	-
Fideicomisos OXI FiduPopular Maicao	1.848.263	1.396.142
Fideicomisos Embalse Tominé	1.575.521	5.216.596
Fideicomisos OXI Quimbo Fiduprevisora	822.837	1.887.302
Fideicomisos Embalse Muña	685.594	1.500.197
Fideicomisos Proyecto ZOMAC	560.912	551.014
Fideicomiso Corficolombiana_Silvania	347.065	251.308
Fideicomisos OXI Fiduprevisora	245.273	338.923
Fideicomiso Fidupopular Paratebueno	172.487	199.473
Total	\$ 41.674.718	\$ 19.430.133

(a) El 29 de mayo de 2025 se suscribió el Fideicomiso de Alianza Fiduciaria bajo la figura de obras por impuestos para la rehabilitación vial de Guacamayas Huila.

(b) El 20 de junio de 2025 se constituye con Fidupopular el Patrimonio autónomo de administración de Enel Colombia S.A. E.S.P., para pago al municipio de Mesitas del Colegio.

Los fideicomisos existentes en Enel Colombia S.A. E.S.P. 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.

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

- (2) Al 31 de diciembre de 2024 el Grupo tenía \$2.552.121 en depósitos judiciales como garantía de 49 procesos judiciales, de enero a junio de 2025 hubo reintegro sobre 11 procesos, por valor de \$(10.226.723) y se realizaron pagos por \$26.985.221, que origina un saldo al 30 de junio de 2025 de \$19.310.619, para un total de 57 procesos.

A continuación, se detalla los depósitos judiciales y los reintegros de los juzgados por entidad bancaria:

Entidad	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
BBVA Colombia S. A.	\$ 9.870.433	\$ 18.701.442
Citibank Colombia S. A.	6.066.231	2.461
Scotiabank Colpatría S. A.	4.900.803	687.724
GNB Sudameris	4.192.813	-
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	3.299.276	2.119.321
Bancolombia S. A.	1.894.820	1.158.232
Banco de Bogotá S. A.	1.198.895	1.283.567
Banco Davivienda S. A.	746.381	1.979
Banco Caja Social S. A.	140.772	4.336
Banco AV Villas S. A.	115.930	12.499
Banco Agrario de Colombia S. A.	66.547	13.884
Banco de Occidente S.A.	35.387	2.371.000
Banco Santander Colombia S. A.	3.406	3.406
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	802	802
	\$ 32.532.496	\$ 26.360.653

Reintegro del Juzgado

Entidad	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
BBVA Colombia S. A.	\$ (6.984.506)	\$ (17.591.764)
Scotiabank Colpatría S. A.	(4.409.581)	(427.905)
Bancolombia S. A.	(999.590)	(1.083.332)
Banco de Bogotá S. A.	(786.531)	(786.531)
Citibank Colombia S. A.	(40.214)	-
Banco Davivienda S. A.	(1.455)	-
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	-	(2.000.000)
Banco de Occidente S.A.	-	(1.919.000)
Subtotal reintegro	\$ (13.221.877)	\$ (23.808.532)
Neto total	\$ 19.310.619	\$ 2.552.121

- (3) Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2025 tiene constituido seis (6) derivados de cobertura de flujo de caja y dos (2) Swap de interés con valoración activa así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	15/10/2025	1.211.157.000.000	COP	IBR 3M	\$ 12.713.994
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	14/5/2026	400.000.000.000	COP	IBR 3M	2.369.505
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Trading	17/7/2025	3.743.146	USD	4.194,00	433.689
Forward	Winpshi	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2025	15.000	COP	4.069,00	119.587
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	31/7/2025	1.105.104	EUR	4.757,75	50.544
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	3.791.278	USD	3.840,40	11.878
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	3.791.278	USD	3.840,40	11.878
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/9/2025	2.984.325	USD	4.119,63	2.999
Total valoración								\$ 15.714.074

Al 31 de diciembre de 2024 tenía constituido treinta (30) derivados de cobertura de flujo de caja y dos (2) Swap de interés con valoración activa así:

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

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocion al Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/1/2025	25.500.000	USD	4.068,45	\$ 9.057.742	\$ -
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/5/2025	20.000.000	USD	4.101,50	7.646.268	-
Forward	Inversiones/proyecto	Goldman US	Cash Flow Hedge	30/4/2025	20.000.000	USD	4.100,80	7.353.147	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/3/2025	20.000.000	USD	4.099,50	7.085.961	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	15/10/2025	1.211.157.000	COP	IBR 3M	5.739.922	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2025	17.000.000	USD	4.228,50	3.340.610	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	16.300.000	USD	4.236,50	3.314.854	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/3/2025	8.045.054	USD	4.293,94	1.308.499	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	17.000.000	USD	4.434,14	763.989	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	934.512	USD	4.056,96	411.157	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	934.512	USD	4.056,96	411.157	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	3/6/2025	928.387	USD	4.042,23	409.332	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	3/6/2025	928.387	USD	4.042,23	409.332	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	848.089	USD	3.982,72	373.387	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	848.089	USD	3.982,72	373.387	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	825.504	USD	4.010,65	363.736	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	825.504	USD	4.010,65	363.736	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	761.087	USD	4.026,86	334.829	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	761.087	USD	4.026,86	334.829	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	28/2/2025	702.421	USD	3.996,16	309.344	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	28/2/2025	702.421	USD	3.996,16	309.344	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/4/2025	9.003.303	USD	4.465,97	121.606	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	493.000	USD	4.273,50	66.875	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	5.549.679	USD	4.417,84	48.333	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/1/2025	5.331.461	USD	4.417,84	46.433	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	20/3/2025	2.965.202	USD	4.445,59	28.419	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/1/2025	2.651.649	USD	4.409,09	23.566	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	20/2/2025	2.286.794	USD	4.428,69	21.675	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	16/1/2025	1.502.144	COP	4.409,09	13.350	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2025	71.078	USD	4.467,51	897	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	14/5/2026	400.000.000	COP	IBR 3M	-	18.716.231
Total valoración								\$ 50.385.716	\$ 18.716.231

- (4) Al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, en Enel Colombia S.A. E.S.P. se tienen \$4.387.512 y \$6.011.832 respectivamente; que corresponden a la cuenta por cobrar estimada por concepto de intereses del Swap de cobertura con tasa de interés de deuda en IBR.

Centroamérica

Al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, las compañías de Centroamérica tienen un saldo neto de \$343.765.642 y \$378.642.319, respectivamente; que corresponden a:

- Enel Panamá CAM, S.R.L. en el activo no corriente, presenta un valor de depósitos restringidos por US \$46.336,70 correspondientes a un Escrow Account, colocados en el Banco Scotiabank S.A. con vencimientos en el año 2027 para cancelar el último hito de pago cesión de contratos PPA firmado entre Enel Fortuna S.A. y Sinolam Smarter Energy LNG Group INC el cual considera los intereses acumulados.

- Para Enel Costa Rica CAM S.A. se deriva del derecho a cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) un monto anual de US \$150 por kilovatio de potencia contratada por disponibilidad de la Central, equivalente a US \$7.350.000 anuales. Dicho cobro se realizará mensualmente y se ajustará ante cualquier incumplimiento de la disponibilidad comprometida de la planta. El valor del activo financiero al 30 de junio de 2025 es de US \$37.334,47.

El activo financiero ha sido determinado como el valor presente de los cargos futuros por disponibilidad descontados al costo promedio ponderado de capital (WACC) de 7,02%, correspondiente al WACC estimado por la Gerencia a una fecha cercana a la notificación de la orden de proceder con la construcción de la Planta, que fue el 26 de septiembre de 2011.

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

• Al 30 de junio de 2025 en la sociedad Enel Guatemala S.A. corresponde a los importes asociados a las fases de investigación y desarrollo de los proyectos en Guatemala (Cobasol S.A., y Jobo S.A.) por valor de un valor de \$3.179.362.

(5) El incremento corresponde a la liquidación de energía real por trading, la cual en el primer semestre de 2025 generó un efecto positivo.

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

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Derivex S.A.	Comercial	51.348	5%	\$ 60.964	\$ 155.981
Acciones de cuantía menor en otras compañías	Energía			6.939	7.719
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	2.500	20,00%	-	-
				\$ 67.903	\$ 163.700

6. Otros activos no financieros

	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	\$ 129.640.444	\$ 2.230.856	\$ 104.511.255	\$ 2.403.991
Gastos pagados por anticipado (2)	47.516.258	34.996	2.623.009	34.996
Cuentas por cobrar otros impuestos (3)	21.949.628	60.579.983	28.084.288	60.718.405
Beneficios a empleados por préstamos (4)	2.529.100	36.005.587	3.440.979	39.156.228
Descuento tributario IVA AFRP (5)	-	171.830.389	-	193.110.332
Otras cuentas por cobrar	-	541.169	-	578.378
	\$ 201.635.430	\$ 271.222.980	\$ 138.659.531	\$ 296.002.330

(1) Para Enel Colombia S.A. E.S.P., los anticipos corrientes corresponden 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 \$52.704.899 (\$51.021.899 en 2024), Banco Av Villas S.A. por \$4.526.709 (\$4.377.311 en 2024), Savino del Bene Colombia S.A.S. por \$4.489.965 (\$2.863.781 en 2024), y anticipo a otros proveedores por \$9.006.795 (\$5.619.056 en 2024). El saldo no corriente por \$155.325 corresponde al anticipo girado a Ecobalance Technologies S.A.S. en compra de paneles solares flotantes para el proyecto El Quimbo.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el saldo por \$489.955 al 30 de junio de 2025, está conformado por los recursos depositados en la cuenta de XM S.A. E.S.P. para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado por \$253.151 y anticipos realizados a operadores de red para el transporte de energía por \$236.804.

Centroamérica

Guatemala: El saldo por \$53.040.193 corresponde a recursos girados a la administradora del mercado mayorista y mercado eléctrico regional (ventas mercado spot) por \$45.306.904, Agrícola Cafetalera Palo Viejo S.A. por \$3.153.994, Empresa Agrícola San Francisco S.A. por \$3.153.994, Soiltec S.A. por \$662.990 y otros proveedores por \$762.311.

Panamá: En Enel Panamá CAM S.R.L. en el corriente corresponde a depósitos girados al tercero Sol Real Ltda. por \$4.302.725, American Express Travel Related Ser por \$352.658 y a otros proveedores por \$306.443; y el no corriente incluye anticipos para adquisición de bienes del Proyecto La Esperanza por \$2.075.531.

Costa Rica: Corresponde a los anticipos generados a Euler de Costa Rica S.A por la prestación de servicios generales por \$78.122, anticipos para el funcionamiento de la compañía P.H Chucas S.A. en

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

la Municipalidad de Mora por \$227.041, Municipalidad de Alajuela por \$62.273 y otros proveedores por \$52.666.

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponde a: i) Renovación de pólizas constituidas de responsabilidad civil, extracontractual, todo riesgo y ambiental, principalmente con Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A., Seguros Colpatria S.A. y SBS Seguros Colombia por \$27.861.542; ii) medicina prepagada de empleados por \$4.291.043 y iii) pago de las contribuciones especiales a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas por \$3.780.910.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el saldo por \$145.864 corresponde al anticipo de contribuciones por \$103.904 y póliza de seguro con Liberty Seguros S.A. sobre contrato de compra de energía con Isagen S.A. E.S.P. por \$41.960; en el no corriente por \$34.996 corresponde al VPN sobre los créditos de empleados.

Centroamérica

Panamá: Corresponde principalmente a primas anuales de seguros de incendios y de responsabilidad civil de Enel Fortuna S.A. por \$6.900.533

Costa Rica: Al 30 de junio de 2025 corresponde a seguros de gastos médicos, riesgos de trabajo y seguros de vida por \$1.780.455.

Guatemala: Corresponde principalmente a la póliza de todo riesgo para el periodo comprendido entre abril a octubre 2025 por \$2.755.911

- (3) En la compañía Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. corresponde a las retenciones y autorretenciones de ICA por \$239.831.

Centroamérica

Guatemala: Al 30 de junio de 2025, corresponde al IVA crédito fiscal corto y largo plazo acumulado durante el periodo de construcción de la planta Palo Viejo, el cual se utilizará hasta su agotamiento contra el IVA débito generado mensualmente en ventas de bienes y servicios por \$77.827.246.

Costa Rica: Al 30 de junio de 2025 corresponde principalmente a créditos fiscales generados por el IVA por 2.846.992.

Panamá: Al 30 de junio de 2025 corresponde a otros impuestos por \$1.615.542.

- (4) En Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponde al reconocimiento del beneficio pagado por anticipado de los créditos a empleados pactados a tasa cero, razón por la cual, se descuentan 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.
- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución obedece principalmente a los pagos de IVA de los proyectos de inversión.

El artículo 83 de la Ley 1943 de 2018, creó la oportunidad de que las empresas accedieran a un descuento tributario sobre el IVA pagado en la adquisición, construcción o formación e importación de activos fijos reales productivos incluyendo los servicios asociados para ponerlos en condiciones de utilización. Para tomar este descuento en renta, Enel Colombia S.A. E.S.P. cumplió 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.

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

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales bruto, (1)	\$ 2.462.460.729	\$ 12.174.563	\$ 2.357.744.894	\$ 11.550.338
Otras cuentas por cobrar bruto, (2)	105.850.815	78.228.662	109.285.451	73.747.871
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	2.568.311.544	90.403.225	2.467.030.345	85.298.209
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(321.360.160)	(12.174.563)	(283.885.812)	(11.550.338)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)	(18.275.585)	(17.822.713)	(12.217.216)	(18.550.392)
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.228.675.799	\$ 60.405.949	\$ 2.170.927.317	\$ 55.197.479

(1) Al 30 de junio de 2025, las cuentas por cobrar comerciales corresponden a:

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

Al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 las cuentas por cobrar del negocio de distribución por \$1.639.595.582 y \$1.615.035.930, que corresponden principalmente a cartera de clientes del mercado regulado por \$1.087.081.472 y \$1.002.355.133, trabajos a particulares por \$161.878.226 y \$188.585.425; cartera de esquemas regulatorios por \$82.355.679 y \$147.249.976; cartera de alumbrado público por \$95.628.121 y \$65.269.995; y cartera de infraestructura por \$9.635.336 y \$9.160.787.

Las cuentas por cobrar del negocio de distribución presentan un incremento respecto a diciembre de 2024, principalmente en la cartera de clientes del mercado regulado por \$84.726.339 (aumento tanto en facturación como en estimados en cada una de las categorías); aumento en la cartera de alumbrado público por \$30.358.126 e incrementos en la cartera de infraestructura por \$474.549.

Adicionalmente, disminución en la cartera de esquemas regulatorios por \$(64.894.297), (lo cual se presenta principalmente por el pago del Ministerio de Minas y Energía en el mes abril por \$82.411.415 y por la cartera de los subsidios y contribuciones por cobrar; y trabajos a particulares por \$(26.707.199).

Al 30 de junio de 2025 por \$618.631.344 y 31 de diciembre de 2024 por \$531.505.990, las cuentas por cobrar del negocio de generación se encuentran compuestas respectivamente por: clientes del mercado mayorista, con una cartera estimada de \$256.302.366 y \$224.033.544; facturada por \$104.646.340 y \$31.652.252; también por clientes del mercado no regulado con una cartera estimada por \$192.213.793 y \$224.010.882; facturada por \$32.013.247 y \$37.371.472; por otro lado, incluye \$20.511.068 que corresponde a cartera en bolsa a XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., la cual actualmente se encuentra en reclamación; gas por \$5.251.126 y \$6.151.217; cenizas por \$0 (debido a restricciones ambientales desde el mes de abril no se están estimando ventas cenizas) y \$14.857; y otros por \$7.693.404 y \$8.271.666, respectivamente.

Las cuentas por cobrar del negocio de generación presentan un incremento, principalmente producto de la variación de:

- Incremento de cartera facturada del mercado mayorista por \$72.994.088 y estimados por \$32.268.822; lo cual es generado por mayor cantidad de energía vendida por 124,86 Gwh (870,74 Gwh en junio de 2025 versus 745,88 Gwh en diciembre de 2024) y por cambio de contratos; adicionalmente, con un menor impacto, se presenta disminución en el precio de \$(24,7)/Kwh, tarifa ponderada de junio 2025 por \$294,3/Kwh versus tarifa ponderada de diciembre 2024 por \$319/Kwh (incluidos subasta y contratos excedentes).
- Reducción del estimado del mercado no regulado por \$(31.797.089), generado principalmente por la disminución en cantidad de energía en 20 GWh (366,6 Gwh en junio de 2025 versus 386,6 Gwh en diciembre de 2024) y disminución en la tarifa de \$112,46/Kwh (tarifa ponderada de junio 2025 \$264,75/Kwh versus tarifa ponderada diciembre 2024 \$377,21/Kwh).

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

Adicionalmente, al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$23.659.413 y \$43.718.161, respectivamente. Enel Colombia S.A. E.S.P. se acogió a la Resolución CREG 101 028 de 2023; por lo tanto, en el mes de diciembre de 2023 se dio por finalizada la aplicación del mecanismo de opción tarifaria y se inició la recuperación del saldo a través de la variable COT - Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria.

Las cuentas por cobrar no corrientes corresponden a cartera convenida y de negocios complementarios de difícil cobro, deteriorada al 100%.

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

Las cuentas comerciales corrientes al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 corresponden a clientes del mercado regulado; estimados de energía por \$11.183.197 y \$10.818.711; y energía facturada por \$574.543 y \$366.120, respectivamente; los principales clientes son Crepes y Waffles S.A. por \$504.466 e Inversiones en Recreación, Deporte y Salud S.A. por \$431.085.

Centroamérica:

Al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la cartera comercial corriente de las operaciones de Centroamérica corresponde a facturas por emitir por \$96.243.563 y \$120.159.379; y clientes por ventas de energía por \$96.232.500 y \$79.858.764.

Por país los saldos ascienden a:

Panamá: Al 30 de junio de 2025, energía facturada por \$68.498.187; y una cartera estimada por \$64.044.823; principalmente por la compañía Enel Fortuna S.A. con los siguientes terceros más representativos: Istmo Energy S.A. por \$41.964.374, Concepto Solar S.A. por \$6.875.939 y Empresa de Generación Eléctrica de Panamá S.A. (EGESA) por \$4.642.577.

Guatemala: Al 30 de junio de 2025, una cartera estimada por \$21.060.542; y energía facturada por \$19.481.502, principalmente por las compañías Renovables de Guatemala, S.A. y Enel Guatemala S.A., con los siguientes terceros más representativos: Energía, Desarrollo y Consultoría S.A. por \$6.494.908, Industria La Popular, S.A por \$3.214.103 y Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. por \$1.845.636.

Costa Rica: Al 30 de junio de 2025, cartera estimada por \$11.138.198 y energía facturada por \$8.252.811, con el tercero Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

- (2) Al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 las otras cuentas por cobrar corrientes de Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponden a cuentas por cobrar a empleados y otros deudores.

Las cuentas por cobrar a empleados están compuestas por conceptos de préstamos de vivienda, educación, entre otros; tienen un valor presente de \$16.001.199 y \$17.331.971, respectivamente. Los préstamos otorgados a empleados se adjudican con tasas entre el 0% y el 4,75%, Enel Colombia S.A. E.S.P. 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.

Los otros deudores están compuestos por los siguientes terceros:

Deudor	Valor
Consalt International	\$ 14.841.396
Ministerio de Hacienda y Crédito	6.891.981
Comunicación Celular S.A.	6.344.603
Consortio Energía Solar	5.240.348

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

Deudor	Valor
Electrónica Santerno S.p.A.	3.277.854
Cobra Instalaciones y Servicios S.A.	3.110.435
Montajes de Ingeniería S.A.	3.044.662
Soltec Trackers Colombia S.A.S.	2.970.766
Odata Colombia S.A.S.	2.713.223
Cenercol S.A.	2.011.317
Lito S.A.S.	1.983.979
Concesión Autopista Bogotá	1.874.122
C.I. Promotora Minera Global S.A.S.	1.715.341
Ufinet Colombia S.A.	1.451.916
Otros	32.085.754
Total	\$ 89.557.697

El saldo de las otras cuentas por cobrar no corrientes al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 corresponde a la cartera de empleados por \$51.745.888 y \$47.815.128, respectivamente; a cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$14.086.968 y \$12.439.717 con tasas entre el 3% y el 5%, razón por la cual Enel Colombia S.A. E.S.P. 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, amortizándolos durante la vida del préstamo; y a la cuenta por cobrar al Municipio de Guachené y Sesquilé por \$2.393.614, deteriorada al 100%.

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

Las otras cuentas por cobrar corresponden a cobros asociados a normalizaciones a clientes por \$26.184 y a cartera de empleados por \$24.933 en el corriente y \$127.393 en el no corriente.

Centroamérica:

Al 30 de junio de 2025, las otras cuentas por cobrar corrientes de las compañías de Centroamérica tienen un saldo de \$240.802, las cuales corresponden principalmente a cuentas por cobrar a empleados.

Las otras cuentas por cobrar no corrientes presentan un valor al 30 de junio de 2025 de \$9.874.799, las cuales corresponden principalmente a:

Guatemala en la compañía Renovables de Guatemala, S.A. por \$6.318.405 correspondiente a un litigio de impuestos contra Superintendencia de administración tributario, por un ajuste al Impuesto al Valor Agregado (cuenta por cobrar por crédito de Iva) de enero a diciembre de 2012; en periodos anteriores se tenía calificación con una probabilidad de éxito del más del 50%, por lo anterior no se había realizado cálculo de deterioro sobre esta cuenta por cobrar; sin embargo, para 2024 el escenario cambio y se considera una probabilidad de éxito de menos del 40%, por lo anterior, y bajo los lineamientos de la *NIIF 9 Instrumentos Financieros*, se reconoce un deterioro del 100% sobre esta cuenta.

Panamá en la compañía Enel Fortuna S.A. por valor de \$3.446.571, por concepto de constitución de fondos en una entidad financiera según lo establece la legislación panameña para garantizar la contraprestación a la que tiene derecho un colaborador de la compañía. Estos fondos son restituidos por la entidad a el Grupo en el momento en el que este incurre en la obligación con el colaborador.

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

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

- Modelo simplificado colectivo
- Modelo simplificado individual

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

- Modelo general colectivo

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

Colombia

Concepto	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 255.224.389	\$ 231.527.023
Modelo Simplificado Individual (b)	77.799.316	62.842.369
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	333.023.705	294.369.392
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		
Modelo General Colectivo	29.779.893	23.922.140
Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar	29.779.893	23.922.140
Total	\$ 362.803.598	\$ 318.291.532

Por el año 2025 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. El incremento obedece a un aumento significativo producto de mayor facturación realizada al 30 de junio de 2025.

(b) Modelo simplificado individual:

La provisión de cartera de modelo individual corresponde principalmente a:

- Provisión de cartera de otros negocios por \$24.569.347, principalmente con Asistencia-NC \$10.902.718; Uniaguas S.A. E.S.P. por \$6.352.506; Agua del Sinú S.A. E.S.P. por \$3.596.794 y Operadora Minera del Centro S.A.S. por \$1.676.178.
- Provisión de cartera de municipios por \$17.904.598, principalmente IFI Concesión Salinas Exigible por \$6.730.146; Municipio de Sopo por \$4.918.526 y Municipio del Colegio por \$1.462.014.

Centroamérica:

El deterioro de cartera se calcula basado en el modelo de riesgo Moody's que determina la probabilidad dado el incumplimiento y el riesgo dado al incumplimiento de contraparte.

A continuación, se presenta el saldo correspondiente a Centroamérica:

Concepto	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 511.018	\$ 1.066.758
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	511.018	1.066.758
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		
Modelo General Colectivo	6.318.405	6.845.468
Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar	6.318.405	6.845.468
Total	\$ 6.829.423	\$ 7.912.226

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.

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

Al 30 de junio de 2025 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.

Los movimientos de la provisión por deterioro de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar son los siguientes:

Cartera Comercial	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldo inicial	\$ 326.203.758	\$ 352.508.849
Dotaciones	49.505.477	91.219.488
Usos	(6.076.214)	(117.524.579)
Saldo final	\$ 369.633.021	\$ 326.203.758

Garantías otorgadas por los deudores:

Para los clientes de energía y gas dependiendo del resultado de la evaluación del riesgo 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 2025 y 31 de diciembre de 2024 el Grupo 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 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Enel North América INC	Estados Unidos	Otra (*)	Expatriados (1)	\$ 2.736.060	\$ 2.894.399
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Expatriados (1)	2.401.489	2.344.675
Enel Green Power R.S.A.	Sudáfrica	Otra (*)	Expatriados (1)	2.351.260	2.547.395
Enel Green Power S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	1.400.277	1.373.049
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	1.261.482	1.366.711
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	España	Otra (*)	Servicios Off-Shore (2)	786.639	1.453.926
Enel X Chile S.p.A.	Chile	Otra (**)	Servicios de personal	648.240	648.240
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados (1)	401.520	36.592
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Control tower Chile	92.905	435.015
Endesa Energía S.A.	España	Otra (*)	Servicios Off-Shore (2)	315.178	532.124
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Reembolso de gastos	299.709	299.709
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados (1)	292.152	316.695
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	271.401	1.410.453
E-distribucion Redes Digitales	España	Otra (*)	Expatriados (1)	202.687	202.688
Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Suministro y mantenimiento de la plataforma comercial	198.494	429.968
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados (1)	108.062	108.062
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	62.933	62.933
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	47.435	100.742
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Iluminación navideña (3)	-	880.672
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	28.780	280.146
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (4)	-	245.944
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de mantenimiento (4)	-	147.258
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora (4)	-	262.780
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (4)	-	254.731
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de mantenimiento (4)	-	185.754
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora (4)	-	126.373
Colombia ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora (4)	-	40.061
Colombia ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Otros servicios (4)	-	38.895

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

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Intereses de mora (4)	-	40.018
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (4)	-	38.895
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Anticipo contrato	-	62.500
Enel Energía S.A. DE C.V.	México	Otra (*)	Venta de energía	-	2.469
				\$ 13.906.703	\$ 19.169.872

(*) 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 del Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P.

Se presenta un deterioro de acuerdo con la NIIF 9 en las cuentas por cobrar relacionadas, por valor de \$54.512 para el año 2025, en el año 2024 se presentó un deterioro por \$69.475.

- (1) La disminución corresponde a los movimientos de provisión año 2025 y recaudos realizados por los costos del personal expatriado en Colombia y Centroamérica facturados durante 2024.
- (2) Servicio de call center de acuerdo con el contrato suscrito con Enel Colombia S.A. E.S.P.; la disminución corresponde a causación de servicios por \$1.116.973 y al recaudo durante el 2025 de \$(2.001.206).
- (3) La disminución corresponde principalmente a recaudos aplicados en el mes de marzo de 2025 por facturación de servicio de iluminación navideña por \$(880.672) y reembolso de servicios de subestación por \$(53.307).
- (4) La disminución corresponde a que el 28 de mayo de 2025, se generó el cierre de la operación de compraventa de las acciones que Enel Colombia S.A. E.S.P. tenía en Colombia ZE S.A.S y a la vez sus filiales Fontibón ZE S.A.S, Usme ZE S.A.S y Bogotá ZE S.A.S, con esta operación las sociedades no tienen ningún vínculo directo con el grupo y las partidas se trasladan a cuentas por cobrar a terceros.

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
				Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Dividendos (1)	\$ 1.182.769.945	\$ -	\$ -	\$ -
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Dividendos (1)	876.901.847	-	-	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Technical fee	57.238.688	-	22.940.557	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	HH Recharge PUC (2)	6.345.419	-	10.937.035	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (3)	6.282.008	-	40.151.128	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Impatriados	703.455	-	521.588	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Pólizas Covid 19	2.150	-	2.150	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (3)	39.144.589	-	56.860.163	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.258.201	-	1.099.490	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Anticipo proyecto	859.968	-	3.147.129	-
Enel Finance International S.R.L.	Países Bajos	Otra (*)	Préstamos (4)	34.210.769	85.463.069	55.540.764	195.465.179
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (3)	15.570.941	-	14.683.630	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios informáticos (3)	7.932.395	-	8.715.667	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Impatriados	2.348.998	-	2.168.607	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Garantías e intereses	120.925	-	1.161.465	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	124.412	-	124.412	-
Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra (*)	HH Recharge PUC (2)	7.176.270	-	8.444.287	-
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Energía	3.705.428	-	4.634.827	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	2.027.798	-	1.945.103	-
Enel Produzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.187.905	-	1.135.311	-
Enel Global Services S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (3)	901.155	-	21.363.549	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (3)	812.502	-	2.046.106	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	719.485	-	378.099	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (3)	682.724	-	644.379	-
Enel Iberia S.R.L.	España	Otra (*)	Impatriados	463.056	-	555.177	-
Enel Green Power España S.L.U.	España	Otra (*)	Impatriados	301.360	-	308.475	-
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Donaciones (5)	230.000	-	535.001	-
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Anticipo mandato	62.500	-	62.500	-

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

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
				Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Enel X Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	210.144	-	85.324	-
E-Distribuzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería	11.308	-	10.807	-
Enel Green Power El Salvador S.A.	El Salvador	Otra (*)	Otras cuentas por pagar (6)	-	28.263.912	-	30.621.605
Enel X Way Colombia S.A.S.	Colombia	Asociada	Aportes a capital (7)	-	-	3.408.160	-
Usme ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipos cargadores (8)	-	-	-	12.125.278
Fontibón ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipos cargadores (8)	-	-	-	8.962.270
				\$ 2.250.306.345	\$ 113.726.981	\$ 263.610.890	\$ 247.174.332

(*) 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 Enel Colombia S.A. E.S.P.

- (1) El incremento corresponde a la distribución de utilidades aprobada por la Asamblea General de Accionistas el 27 de marzo de 2025, a Enel Américas S.A. y al Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., con cargo a la utilidad neta de 2024 por un total de \$2.059.671.792 siendo los principales accionistas y considerados como partes relacionadas con 57,34% y 42,52% respectivamente.
- (2) La reducción se generó por el efecto neto de las provisiones realizadas por servicios de horas hombre de ingeniería en proyectos de energía renovable prestados durante 2025 y pagos por estos servicios prestados en 2024.
- (3) La disminución corresponde principalmente al efecto neto de las provisiones de los servicios informáticos de enero a junio de 2025 relacionados con los proyectos Digital Worker Transformation, Governance-E4E SAP Renovables, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM, Online Monitoring e Infrastructure, Servicios Cyber Security-Digital Enebler, Intranet Applications y Global Travel y pagos realizados por facturación emitida de servicios año 2024.
- (4) En Costa Rica corresponde al préstamo por US \$29.406 destinados a la financiación de la construcción de la PH Chucas con vencimiento en el año 2031, la disminución corresponde a los abonos realizados durante la vigencia del préstamo. Por su parte Enel Panamá CAM S.R.L. realizó la cancelación del total la deuda en mayo de 2025.
- (5) Corresponde al saldo de las donaciones por pagar aprobadas al 31 de diciembre de 2024 por \$535.001, adicionalmente en el 2025 se aprueba donación por \$230.000 la cual se encuentra pendiente de pago.
- (6) Corresponde a un acuerdo de otras cuentas por pagar, entre las compañías Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V. y Generadora de Occidente S.A. En el año 2015 la compañía Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V. inició su proceso liquidación-disolución, el cual aún se encuentra en desarrollo. La disminución se presenta por variación en tasa de cambio (4.069,67 junio 2025 versus 4.409,15 diciembre 2024).
- (7) Corresponde a la reversión de cuenta por pagar a Enel X Way Colombia S.A.S. de acuerdo con la Asamblea General de Accionistas del pasado 21 de febrero de 2025 mediante la cual se aprobó la disminución de capital social autorizado como parte del proceso de liquidación de esta sociedad.
- (8) La disminución corresponde a que el 28 de mayo de 2025, se generó el cierre de la operación de compraventa de las acciones que Enel Colombia S.A. E.S.P. tenía en Colombia ZE S.A.S. y a la vez sus filiales Fontibón ZE S.A.S., Usme ZE S.A.S. y Bogotá ZE S.A.S., con esta operación las sociedades no tienen ningún vínculo directo con el grupo y las partidas se trasladan a cuentas por pagar a terceros.

Efectos en resultados con entidades relacionadas

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 30 de junio de 2025	Al 30 de junio de 2024
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	\$ 1.723.189	\$ -
Enel Grids S.R. L.	Expatriados	365.093	271.402

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

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 30 de junio de 2025	Al 30 de junio de 2024
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	491.076	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Expatriados	402.546	65.205
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Servicios off-shore	677.397	525.202
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	140.300	35.871
Usme ZE S.A.S.	Otros servicios (1)	688.052	1.375.862
Usme ZE S.A.S.	Ingresos financieros (1)	-	4.571
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	608.442	-
Fontibón ZE S.A.S.	Otros servicios (1)	545.461	1.041.513
Fontibón ZE S.A.S.	Ingresos financieros (1)	-	18.358
Enel S.p.A.	Expatriados	481.128	639.957
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	24.525	-
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	454.806	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Venta de energía	288.739	297.804
Endesa Energía S.A.	Servicios off shore	213.437	229.570
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	60.731	20.657
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	211.311	-
Enel Trading Brasil S.A.	Diferencia en cambio	198.494	-
Enel Trading Brasil S.A.	Servicio Plataforma Comercial	846	-
Enel Distribución Chile S.A.A.	Expatriados	56.549	71.448
Enel Distribución Chile S.A.A.	Diferencia en cambio	2.834	29.467
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	55.582	-
Enel North América INC	Expatriados	30.839	33.317
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	18.827	7.971
Enel Green Power España S.L. U.	Diferencia en cambio	2.028	30.466
Colombia ZE S.A.S.	Contrato LSA	-	68.156
Bogotá ZE S.A.S.	Contrato LSA	-	68.156
Enel Brasil S.A.	Expatriados	-	47.806
Enel Generación Perú S.A.	Expatriados	-	84.944
Enel Generación Perú S.A.	Diferencia en cambio	-	1.312
E Distribución Redes digitales, S.L.U.	Expatriados	-	64.903
Enel Distribución Perú S.A.A.	Diferencia en cambio	-	7.920
Enel Services México S.A.	Energía	-	24.301
		\$ 7.742.232	\$ 5.066.139

- (1) La disminución corresponde principalmente a la finalización del contrato de servicios de administración con Usme ZE S.A.S. y Fontibón Z.E. S.A.S. el pasado 31 de diciembre de 2024. Adicionalmente, el 28 de mayo de 2025, se generó el cierre de la operación de compraventa de las acciones que Enel Colombia S.A. E.S.P. tenía en Colombia ZE S.A.S. y a su vez sus filiales Fontibón ZE S.A.S., Usme ZE S.A.S. y Bogotá ZE S.A.S. con esta operación las sociedades no tienen ningún vínculo directo con el grupo.

Costos y gastos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 30 de junio de 2025	Al 30 de junio de 2024
Enel Grids S.R. L.	Servicios informáticos (1)	\$ 18.967.127	\$ 15.668.174
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	1.170.589	1.714.330
Enel Grids S.R. L.	Impatriados	692.088	959.584
Enel Finance Internacional Nv	Gastos financieros	9.204.029	5.261.589
Enel Global Services S.R.L.	Servicios informáticos (1)	5.083.349	10.213.162
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	302.241	638.548
Enel X S.R.L.	Servicios informáticos (1)	5.320.523	795.875
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	276.660	522.548
Enel Green Power S.p.A. Glo	Servicios informáticos (1)	3.990.764	4.581.154
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	1.109.251	641.900
Enel Green Power S.p.A. Glo	Technical fee	532.184	156.977
Enel Green Power S.p.A. Glo	Impatriados	371.409	-
Enel S.p.A.	Impatriados	2.985.593	682.130
Enel S.p.A.	Servicios Informáticos (1)	2.967.552	2.002.200
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	247.666	237.014
Enel S.p.A.	Garantía e intereses	165.519	213.371
Fundación Enel Colombia	Donaciones (2)	2.227.930	-
Enel Global Trading S.p.A.	Impatriados	743.957	-
Enel Global Trading S.p.A.	Servicios informáticos (1)	709.770	1.353.560
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	40.180	34.518
Enel Iberia S.R.L.	Impatriados	468.311	-
Usme ZE S.A.S.	Gastos financieros	198.459	334.921
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Otros servicios	154.757	129.425
Fontibón ZE S.A.S.	Gastos financieros	146.956	247.992

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

Costos y gastos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 30 de junio de 2025	Al 30 de junio de 2024
Enel X Brasil S.A.	Impatriados	124.820	-
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	103.892	-
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en cambio	36.563	28.662
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	33.846	5.090
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	32.457	-
Gridspertise S.R.L.	Servicios de ingeniería	14.858	585.020
Enel Services México S.A.	Diferencia en cambio	24.545	240.588
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	18.449	-
Enel Brasil S.A.	Impatriados	-	141.790
Enel Italia S.P.A.	Diferencia en cambio	10.306	-
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	9.000	2.932
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	1.322	257.016
E-Distribuzione S.p.A.	Diferencia en cambio	501	530
Enel X Way Colombia S.A.S.	Gastos financieros	-	448.763
Enel Chile S.A.	Impatriados	-	28.739
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	729
Enel Distribución Perú S.A.A.	Expatriados	-	74.758
Enel Distribución Perú S.A.A.	Diferencia en cambio	-	184
Enel South America S.R.L.	Diferencia en cambio	-	35.045
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	-	2.564
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	727
		\$ 58.487.423	\$ 48.242.109

- (1) El aumento corresponde principalmente a los nuevos servicios informáticos, como resultado del replanteamiento de la operación local, donde los soportes técnicos se centralizan en contratos globales, adicionalmente la crisis económica europea generó un gran impacto en los precios de licenciamiento: Digital Worker Transformation, Governance-E4E SAP Renovables, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM, Online Monitoring e Infrastructure, Servicios Cyber Security-Digital Enebler, Intranet Applications y Global Travel.
- (2) Corresponde a donaciones otorgadas a la Fundación Enel Colombia con el propósito de desarrollar proyectos e iniciativas de creación de valor compartido que se ejecutan en las zonas de influencia directa y que aportan al cumplimiento de metas en marco de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Junta Directiva y personal clave de la Gerencia

Junta Directiva

En el Grupo se designa un Presidente, el cual es elegido por la Junta Directiva entre sus miembros para un periodo de dos (2) años, pudiendo ser reelegido indefinidamente o removido libremente antes del vencimiento del periodo. 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 N° 556 del 21 de mayo de 2025.

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 27 de marzo de 2025 es de USD\$2.000(dólares completos), después de impuestos, por asistencia a cada sesión de la Junta Directiva.

De acuerdo con el acta de Asamblea General de Accionistas número 111 celebrada el 27 de marzo de 2025, se aprobó la plancha de Junta Directiva en los términos expuestos a continuación:

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Francesco Bertoli	Monica Cataldo
Segundo	José Antonio Vargas Lleras	Antonio Crisol Puertas
Tercero	Raffaele Enrico Grandi	Gina Constanza Pastrana Silva (*)
Cuarto	Carolina Soto Losada	Rutty Paola Ortiz Jara
Quinto	Juan Ricardo Ortega López	Andrés Baracaldo Samiento

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

Renglón	Principal	Suplente
Sexto	Jorge Andrés Tabares Ángel	Néstor Raul Fagua Guauque
Séptimo	Astrid Martínez Ortiz	Mario Trujillo Hernández

(*) Se aprobó el nombramiento de Gina Constanza Pastrana Silva como miembro suplente del tercer renglón, por el tiempo faltante para completar el periodo estatutario, esto es hasta marzo del año 2026.

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 2025	Al 30 de junio de 2024
José Antonio Vargas Lleras	\$ 47.467	\$ 71.177
Juan Ricardo Ortega López	47.467	71.177
Astrid Martínez Ortiz	47.467	77.675
Carolina Soto Losada	47.467	71.177
Jorge Andrés Tabares Ángel	47.467	71.177
Francesco Bertoli	47.467	44.429
Raffaele Grandi	47.467	-
Andrés Caldas Rico	-	26.747
Luciano Tommasi	-	26.747
	\$ 332.269	\$ 460.306

Personal clave de la Gerencia

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

Nombre	Cargo	Periodo
Francesco Bertoli	Gerente	enero - junio
Antonio Crisol Puertas	Gerente de EGP & Termal Generations	enero - junio
Dario Miceli	Gerente de Energy and Comodity Managment	enero - junio
Mónica Cataldo	Gerente de Enel Grids	enero - junio
Carlos Mario Restrepo	Gerente de Retail	enero - junio
Raffaele Enrico Grandi	Gerente de Administración Finanzas y Control	enero - junio

Las remuneraciones devengadas por el personal de Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2025 y 2024 ascienden a:

	Al 30 de junio de 2025	Al 30 de junio de 2024
Remuneraciones	\$ 1.842.543	\$ 1.286.869
Beneficios a corto plazo	212.140	-
Bonos de retiro	-	842.948
	\$ 2.054.683	\$ 2.129.817

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

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

El Grupo no cuenta con beneficios de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia, ni ha constituido garantía a favor de estos.

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

9. Inventarios, neto

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	\$ 335.525.529	\$ 311.840.906
Carbón (2)	69.488.118	70.447.609
Bonos de carbono CO2 (3)	46.979.817	40.226.437
Transformadores (4)	35.187.998	43.330.302
Materiales no eléctricos (1)	13.569.069	8.964.346
Otros inventarios	2.340.662	2.629.156
Fuel oil (5)	1.643.729	1.655.412
	\$ 504.734.922	\$ 479.094.168

(1) Los materiales y accesorios están compuestos por:

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Repuestos y materiales (a)	\$ 353.730.577	\$ 325.574.985
Provisión de materiales (b)	(4.635.979)	(4.769.733)
	\$ 349.094.598	\$ 320.805.252

- (a) 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. en el año 2024. Al 30 de junio de 2025 el aumento corresponde a mayores mantenimientos en las centrales hidráulicas y térmicas lo cual genera mayor consumo y compra de materiales, y mayores compras para los proyectos de alumbrado público.

Adicionalmente, al 30 de junio de 2025, la Compañía Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. tiene materiales por \$712.106 correspondientes a medidores con el objetivo que sean instalados a clientes nuevos.

Centroamérica:

Los inventarios de las compañías de Centroamérica corresponden al grupo de materiales, repuestos y accesorios eléctricos, así:

Inventarios Centroamérica	
País	Valor
Guatemala	\$ 20.844.544
Panamá	17.275.680
Costa Rica	1.609.282
	\$ 39.729.506

- (b) La disminución corresponde a menores mantenimientos en las centrales hidráulicas y térmicas, lo cual genera menor consumo y compra de materiales, y menores compras para los proyectos de alumbrado público.

Centroamérica:

Al 30 de junio de 2025, Panamá tiene provisión de obsolescencia por \$1.603.436.

- (2) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. (Central Termozipa): Disminución generada por menores compras de carbón en 2025. Los ingresos de carbón se suspendieron a partir de abril de 2025, debido al casi nulo despacho de generación desde marzo, como consecuencia de la situación hidrológica favorable para el sistema.

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

- (3) El saldo al 30 de junio de 2025 corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. por bonos de carbono CO₂, cuyo valor razonable es de \$101.803.490 y su valor en libros \$46.979.817, así:

Reconocimiento bonos de Carbono		
Mes/Año de emisión	Cantidad certificados emitidos	Valor Bonos
Noviembre 2020	2.691.628	\$ 18.755.788
Marzo 2021	1.396.818	19.415.770
Febrero 2022	1.167.444	16.485.062
Septiembre 2023	1.133.764	23.674.181
Diciembre 2024	1.125.980	16.719.309
Junio 2025	230.906	6.753.380
Total bonos emitidos	7.746.540	\$ 101.803.490
Total bonos vendidos al 31 de diciembre de 2024		(54.823.673)
Total bonos vendidos al 30 de junio de 2025		-
Total reconocimiento bonos de carbono		\$ 46.979.817

- (4) Al 30 de junio de 2025 los transformadores corresponden a Enel Colombia S.A. E.S.P. y está conformado por 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. en el año 2024. La disminución obedece a menores reposiciones y reparaciones de transformadores de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión, y redes de alumbrado público.
- (5) Al 30 de junio de 2025, para Enel Colombia S.A. E.S.P. el Fuel Oil corresponde al inventario que reposa en la Central de Termozipa, el volumen del inventario de combustóleo disminuyó frente al registrado el 31 de diciembre de 2024 debido a menor consumo derivado del despacho y liberación de energía de la Central Térmica.

10. Activos mantenidos para la venta

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Windpeshi (1)	\$ 206.027.156	\$ 223.471.664
Inventarios (2)	661.242	-
Propiedades, planta y equipo	261.138	261.138
	\$ 206.949.536	\$ 223.732.802

- (1) El 24 de mayo de 2023, la Junta Directiva aprobó 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 del Grupo, evaluar y analizar los escenarios de venta del proyecto y/o de las turbinas y equipos adquiridos para el mismo, por lo que este activo se clasifica como activo mantenido para la venta.

En el marco del plan de venta desarrollado por la Compañía para el proyecto eólico Windpeshi, el día 24 de diciembre de 2024, se firmó el contrato para la venta del 100% de la participación accionaria de la sociedad Wind Autogeneración S.A.S., titular del proyecto eólico Windpeshi, con Ecopetrol S.A.

El 7 de julio de 2025, se cumplió la totalidad de las condiciones precedentes pactadas en el contrato, perfeccionando así la transacción y transfiriendo la totalidad del activo, así como los derechos y obligaciones relacionados con el proyecto (Ver nota 37).

La disminución corresponde a la actualización financiera de la inversión mantenida para la venta, las variables utilizadas para descontar los flujos a junio de 2025 son tasa descuento promedio 9,78%, TRM real \$4.069,67 y diciembre 2024 tasa descuento promedio 10,19%, TRM real \$4.409,15.

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

- (2) Corresponde a propuesta de compra de materiales ubicados en los centros de acopio Patajatamana y Romana del proyecto Windpeshi, recibida el 01 de abril de 2025 por parte de la compañía Operaciones y Montajes de la Guajira S.A.S. ZESE.

11. Activos por impuesto de renta

El activo correspondiente a impuestos se presenta a continuación:

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Anticipo por impuesto de renta (CAM) (1)	\$ 44.407.376	\$ 76.429.902
Saldos a favor renta (2)	2.349.149	146.750.531
Autorretención especial (3)	1.841.545	2.555.697
Descuentos tributarios y retención en la fuente (4)	156.458	323.175
Autorretenciones de retención en la fuente (5)	-	219.552
Total activos por impuestos corrientes	\$ 48.754.528	\$ 226.278.857

El detalle de los activos por impuesto corriente para cada una de las compañías se presenta a continuación:

• **Compañías Centroamericanas**

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Total sociedades Panamá (1) (*)	\$ 41.150.700	\$ 70.973.692
Total sociedades Costa Rica (1)	3.256.676	5.456.210
Total activos por impuestos corrientes	\$ 44.407.376	\$ 76.429.902

(*) La disminución corresponde principalmente por uso del anticipo de ISR (Impuesto sobre la renta) en la renta presentada en el año 2025 por Enel Fortuna S.A.

• **Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.**

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldo a favor renta (2)	\$ 2.261.116	\$ 1.322.277
Autorretención especial (3)	1.841.545	2.540.627
Retenciones practicadas (4)	156.458	306.050
Total activos por impuestos corrientes	\$ 4.259.119	\$ 4.168.954

• **Atlántico Photovoltaic S.A.S.**

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldos a favor renta (2)	\$ 77.219	\$ 45.024
Retención en la fuente (4)	-	17.125
Autorretención especial (3)	-	15.070
Total activos por impuestos corrientes	\$ 77.219	\$ 77.219

• **Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.**

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldos a favor renta (2)	\$ 10.814	\$ 10.814
Total activos por impuestos corrientes	\$ 10.814	\$ 10.814

• **Enel Colombia S.A. E.S.P.**

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldo a favor de renta (2) (*)	\$ -	\$ 145.372.416
Autorretenciones a favor 2019 (5)	-	219.552
Total activos por impuestos corrientes	\$ -	\$ 145.591.968

(*) La disminución de saldo a favor al 30 de junio de 2025 respecto al 31 de diciembre de 2024 se debe a que este valor será compensado en la declaración de renta año 2025.

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

12. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas

Las participaciones que el Grupo posee en asociadas 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 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	12.500	20,00%	\$ 5.177.204	\$ 4.166.247
Enel X Way Colombia S.A.S. (2)	Inversión	Asociada	6.014	40,00%	2.726.440	6.098.551
Usme ZE S.A.S. (3)	Inversión	Asociada (**)	-	-	-	15.228.167
Fontibón ZE S.A.S. (3)	Inversión	Asociada (**)	-	-	-	12.186.406
Colombia ZE S.A.S. (3)	Inversión	Asociada (**)	-	-	-	57.264
Crédito Fácil Codensa S.A. (4)	Inversión	Asociada (**)	-	-	-	382.316
Bogotá ZE S.A.S. (3)	Inversión	Asociada (**)	-	-	-	72.726
					\$ 7.903.644	\$ 38.191.677

(*) (**) Las acciones ordinarias y el porcentaje de participación al 30 de junio de 2025 y al 31 de diciembre de 2024 presentan los siguientes cambios:

- Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento): al 31 de diciembre de 2024 era del 48,9938% en porcentaje de participación y 15.678 acciones ordinarias; esta compañía fue liquidada el 30 de enero de 2025.
- Usme ZE S.A.S., Fontibón ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S. y Colombia ZE S.A.S.: al 31 de diciembre de 2024 el Grupo tenía el 20% en porcentaje de participación; esta participación se vendió el 28 de mayo de 2025, por lo tanto, estas compañías dejan de ser asociadas.

- (1) 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 20,00% de las acciones de esta compañía, las cuales se inscribieron en febrero de 2023 ante la Cámara de Comercio.
- (2) 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 y 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 el Grupo tiene influencia significativa. El 21 de agosto de 2024, la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., aprobó la disolución y liquidación voluntaria de Enel X Way Colombia S.A.S. E.S.P.

La compañía tuvo una disminución de capital como parte del proceso de disolución y liquidación. Al 30 de junio de 2025 se siguen adelantando los trámites correspondientes conforme a la normativa aplicable para la liquidación.

- (3) Las sociedades Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. fueron constituidas el 18 de enero de 2021, con el objeto principal de suscribir y ejecutar los contratos de concesión para la Unidad Funcional de Operación – UFO 7 Fontibón IV y la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme IV. El único accionista de estas compañías es la Sociedad Bogotá ZE S.A.S., la cual fue constituida el 20 de octubre de 2020.

El 21 de abril de 2023, el Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P. realizó la venta del 80% de la participación que tenía en Colombia ZE S.A.S. que a su vez tiene el 100% de Bogotá ZE S.A.S. y esta a su vez tiene el 100% de Fontibón ZE S.A.S. y Usme ZE S.A.S.

Colombia ZE S.A.S. es una sociedad por acciones simplificada, la cual fue constituida el 17 de abril de 2018 y tiene como objeto principal el desarrollo de ejecutar proyectos de alumbrado público y desarrollar proyectos de ingeniería eléctrica.

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

El 28 de mayo de 2025 se firmó contrato de compraventa de las acciones de Colombia ZE S.A.S que poseía el Grupo, por un valor de \$23.899.720 al tercero Zemobility Colombia Holdings S.A.S., por lo tanto, se realizó la baja de la inversión en las compañías Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S. Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S.

- (4) Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) era una sociedad anónima que tenía como objeto principal el desarrollo de las actividades propias de las compañías de financiamiento de conformidad con lo permitido por la ley. Por escritura pública N.110 del 30 de enero de 2025 de la notaría 10 de Bogotá D.C., inscrita el 4 de febrero de 2025, se protocolizó el Acta contentiva de la cuenta final de liquidación, al 30 de junio de 2025 la compañía se encuentra liquidada.

Información correspondiente a las asociadas:

La información financiera al 30 de junio de 2025 de las sociedades sobre las cuales el Grupo tiene participación directa es la siguiente:

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	Utilidad del periodo
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 40.189.015	\$ 14.302.996	\$ 25.886.019	\$ 40.189.015	\$ 5.054.783
Enel X Way Colombia S.A.S.	6.846.500	30.399	6.816.101	6.846.500	90.122

La información financiera al 31 de diciembre de 2024 para el estado de situación financiera y al 30 de junio de 2024 para el estado de resultado de las sociedades sobre las cuales el Grupo tiene participación directa es la siguiente:

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	Utilidad/ Pérdida del periodo
Usme ZE S.A.S.	\$ 444.593.559	\$ 368.452.724	\$ 76.140.835	\$ 444.593.559	\$ (15.252.662)
Fontibón ZE S.A.S.	364.310.977	303.378.946	60.932.031	364.310.977	(5.194.044)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	34.452.625	13.621.389	20.831.236	34.452.625	652.180
Enel X Way Colombia S.A.S.	15.379.011	132.634	15.246.377	15.379.011	1.270.802
Colombia ZE S.A.S.	287.080	760	286.320	287.080	(177.900)
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	785.631	5.296	780.335	785.631	(504.466)
Bogotá ZE S.A.S.	364.408	777	363.631	364.408	1.983.625

El detalle del efecto en resultado de las asociadas actualizadas por el método de participación patrimonial sobre las que el Grupo tiene inversión directa es el siguiente:

Efecto en resultado método de participación patrimonial	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2024
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 1.010.957	\$ 130.436
Enel X Way Colombia S.A.S.	36.049	508.321
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	(4.339)	(247.157)
Bogotá ZE S.A.S.	(13.089)	396.725
Colombia ZE S.A.S.	(48.587)	(35.580)
Usme ZE S.A.S.	(3.028.442)	(3.050.532)
Fontibón ZE S.A.S.	(3.514.785)	(1.038.809)
Total	\$ (5.562.236)	\$ (3.336.596)

Efecto en resultado método de participación patrimonial	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2025	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2024
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 657.297	\$ 377.417
Enel X Way Colombia S.A.S.	16.008	486.834
Colombia ZE S.A.S.	2.587	(537)
Bogotá ZE S.A.S.	1.960	(43.348)
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	(2)	409.317
Usme ZE S.A.S.	(1.704.932)	(1.400.602)
Fontibón ZE S.A.S.	(2.841.888)	838.738
Total	\$ (3.868.970)	\$ 667.819

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

13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

Activos Intangibles	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Costos por obtención de contratos (1)	\$ 371.259.353	\$ 418.046.596
Programas informáticos (2)	279.067.314	286.785.946
Concesiones (3)	238.566.367	272.740.715
Otros activos intangibles identificables	237.735.419	277.362.633
<i>Construcciones y avances de obras</i>	195.044.294	226.812.271
<i>Otros recursos intangibles</i>	42.691.125	50.550.362
Derechos y servidumbres (4)	95.601.849	98.125.901
Costos de desarrollo	14.679.667	24.863.329
Licencias (5)	8.729.043	3.644.390
Activos intangibles, neto	\$ 1.245.639.012	\$ 1.381.569.510
<i>Costo</i>		
Costos por obtención de contratos	457.696.198	494.427.019
Programas informáticos	1.030.825.835	971.629.216
Concesiones	1.363.660.629	1.477.413.221
Otros activos intangibles identificables	298.145.563	338.041.110
<i>Construcciones y avances de obras</i>	195.044.294	226.812.271
<i>Otros recursos intangibles</i>	103.101.269	111.228.839
Derechos y servidumbres	176.309.985	176.305.480
Costos de desarrollo	50.591.425	60.442.949
Licencias	100.085.616	94.469.114
Activos Intangibles, bruto	\$ 3.477.315.251	\$ 3.612.728.109
<i>Amortización</i>		
Costos por obtención de contratos	(86.436.845)	(76.380.423)
Programas informáticos	(751.758.521)	(684.843.270)
Concesiones	(1.125.094.262)	(1.204.672.506)
Otros Activos intangibles identificables	(60.410.144)	(60.678.477)
Derechos y servidumbres	(80.708.136)	(78.179.579)
Costos de desarrollo	(35.911.758)	(35.579.620)
Licencias	(91.356.573)	(90.824.724)
Amortización acumulada	\$ (2.231.676.239)	\$ (2.231.158.599)

- (1) **Panamá:** Corresponde a la cesión de los contratos de suministro de energía a favor de Enel Fortuna S.A. por parte de Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc, de 224 MW, como costos por obtención de contratos de suministro de energía PPA (acuerdos de compra de energía).

En la compañía Enel Panamá CAM S.R.L. corresponde al PPA por acuerdo de compra de energía con Sol Real LTD, para distribución en el mercado correspondiente a 202GW. La disminución en junio de 2025 con respecto a diciembre de 2024 corresponde al efecto en tasas de cambio (4.069,67 junio 2025 versus 4.409,15 diciembre 2024).

- (2) La disminución corresponde a los siguientes proyectos: sistemas de servicio centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas y aplicativos de apoyo de ICT (Blue Sky, GBS, ADL) \$(3.256.520), proyectos de infraestructura global \$(2.626.642), proyectos relacionados ICT Colombia \$(1.876.660); y otros por \$41.190.

- (3) Las concesiones corresponden a:

- **Costa Rica:**

P.H. Chucás S.A. tiene un contrato firmado de acuerdo de compra de energía (PPA) con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por la construcción, operación y traslado de la planta (BOT) hasta septiembre 2031. El saldo al 30 de junio de 2025 es US \$33.709,23, la disminución respecto a diciembre de 2024 corresponde a la amortización mensual y al efecto en tasas de cambio (4.069,67 junio 2025 versus 4.409,15 diciembre 2024).

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

	Costa Rica
Costo	\$ 1.180.525.479
Amortización	(1.043.340.020)
Neto Concesiones	<u>\$ 137.185.459</u>

• **Panamá:**

La compañía Enel Fortuna S.A., tiene un contrato de concesión para la generación de energía hidroeléctrica mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí donde se ubica la Planta Fortuna de 300MW. La concesión tiene vigencia de 50 años hasta el 2038. El saldo al 30 de junio de 2025 es de US \$24.911,33 la disminución respecto a diciembre de 2024 corresponde a la amortización mensual y al efecto en tasas de cambio (4.069,67 junio 2025 versus 4.409,15 diciembre 2024).

	Panamá
Costo	\$ 183.135.150
Amortización	(81.754.242)
Neto Concesiones	<u>\$ 101.380.908</u>

- (4) En Enel Colombia S.A. E.S.P., 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 periodo de 50 años; las servidumbres corresponden a los proyectos renovables (Guayepo, La Loma, Fundación y El Paso extensión) y los no renovables (Nueva Esperanza, Compartir, Líneas AT y MT).

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.

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

	Costos de desarrollo	Concesiones	Derechos y servidumbres	Licencias	Programas informáticos	Construcciones y avances de obras	Costos por contratos	Otros recursos intangibles	Activos Intangibles
Saldo inicial al 01 de enero de 2024	\$ 27.568.973	\$ 261.193.328	\$ 90.083.310	\$ 4.748.760	\$ 333.592.873	\$ 339.046.873	\$ 392.397.558	\$ 50.629.900	\$ 1.499.261.575
Adiciones	-	-	12.785.028	9.690	192.920	75.366.909	-	542.325	88.896.872
Traspasos	8.004.550	-	-	630.827	120.263.284	(128.898.661)	-	-	-
Amortización	(620.374)	(26.404.961)	(4.742.437)	(2.056.381)	(167.381.658)	-	(31.997.983)	(7.998.219)	(241.202.013)
Otros incrementos (decrementos)	(10.089.820)	37.952.348	-	311.494	118.527	(58.702.850)	57.647.021	7.376.356	34.613.076
Total movimientos	(2.705.644)	11.547.387	8.042.591	(1.104.370)	(46.806.927)	(112.234.602)	25.649.038	(79.538)	(117.692.065)
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 24.863.329	\$ 272.740.715	\$ 98.125.901	\$ 3.644.390	\$ 286.785.946	\$ 226.812.271	\$ 418.046.596	\$ 50.550.362	\$ 1.381.569.510
Adiciones (a)	-	-	4.505	-	41.190	27.980.388	1.349.503	-	29.375.586
Traspasos	-	-	-	5.954.625	59.155.428	(65.248.545)	-	138.492	-
Amortización	(332.138)	(13.573.983)	(2.528.557)	(695.586)	(66.915.250)	-	(16.432.715)	(4.230.018)	(104.708.247)
Otros incrementos (decrementos) (b)	(9.851.524)	(20.600.365)	-	(174.386)	-	5.500.180	(31.704.031)	(3.767.711)	(60.597.837)
Total movimientos	(10.183.662)	(34.174.348)	(2.524.052)	5.084.653	(7.718.632)	(31.767.977)	(46.787.243)	(7.859.237)	(135.930.498)
Saldo final al 30 de junio de 2025	\$ 14.679.667	\$ 238.566.367	\$ 95.601.849	\$ 8.729.043	\$ 279.067.314	\$ 195.044.294	\$ 371.259.353	\$ 42.691.125	\$ 1.245.639.012

- (a) Al 30 de junio de 2025 se registraron adiciones correspondientes a:

Principales proyectos	Del 01 de enero al 30 de junio de 2025
Colombia	
Renovación Firewalls Metrolan	\$ 7.342.135
Proyecto E-home	5.556.894
Otros desarrollos y evolutivos menores	3.150.171
Dominios Plataforma GBS	2.753.100
BD - Solar- Atlantico PV	2.710.338
BD - Solar - Valledupar	1.565.580
GDS-Financial Services	1.176.580

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

Principales proyectos	Del 01 de enero al 30 de junio de 2025
Liquidadores CFC, project y NewCo	991.196
Cyberseguridad	858.991
BD - Wind Chemesky	487.165
Plan Data	415.868
BD - Solar - Guayepo III	270.358
Proyecto SAP	266.362
BD - Solar - Chinu	199.035
Local Systems Colombia	143.033
Plataforma Comercial comercializadora digital	66.652
Global Sap	31.183
DH people	608
Centroamérica	
Panamá: Smart Meter Cost	1.349.503
Costa Rica: Enel Costa Rica CAM S.A.: Sap Global.	40.834
Total	\$ 29.375.586

- (b) El valor de incrementos (decrementos) al 30 de junio de 2025 por valor de \$(60.597.837) corresponde a:

Para Enel Colombia S.A. E.S.P. se presentan los siguientes decrementos:

Principales proyectos	Del 01 de enero al 30 de junio de 2025
Proyecto Guayepo	\$ (4.192.380)
	\$ (4.192.380)

Centroamérica:

Los otros incrementos (decrementos) para las compañías de Centroamérica corresponden a: \$(56.405.457) por efecto por tasa de cambio del 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros Consolidados a la moneda de presentación.

Al 30 de junio de 2025, el Grupo no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 30 de junio de 2025, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

Al 30 de junio de 2025 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de intangibles y no presentan cambios significativos.

14. Propiedades, Planta y Equipo, neto

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Plantas y equipos (1)	\$ 19.841.351.651	\$ 19.443.635.129
Plantas de generación hidroeléctrica	9.596.126.374	9.871.775.892
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	7.420.293.503	6.705.842.662
Renovables	2.234.508.489	2.259.766.106
Plantas de generación termoeléctrica	590.423.285	606.250.469
Construcción en curso (2) (*)	2.382.822.201	2.157.366.098
Edificios (3)	1.440.263.442	1.454.803.026
Terrenos (3)	540.922.607	509.529.836
Arrendamientos financieros (4)	289.094.536	294.006.334
Activos por uso NIIF 16	289.094.536	294.006.334
Terrenos	161.635.429	169.850.807

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

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Edificios	98.987.220	101.760.369
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	28.471.887	22.395.158
Instalaciones fijas y otras (3)	116.938.489	126.445.037
Otras Instalaciones	76.769.578	85.362.733
Instalaciones fijas y accesorios	40.168.911	41.082.304
Propiedades, plantas y equipos, neto	\$ 24.611.392.926	\$ 23.985.785.460
Costo		
Plantas y equipos	\$ 32.436.438.052	\$ 31.763.057.738
Plantas de generación hidroeléctrica	14.939.238.253	15.201.175.474
Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución	13.882.283.258	12.963.735.673
Renovables	2.487.584.463	2.478.529.215
Plantas de generación termoeléctrica	1.127.332.078	1.119.617.376
Construcción en curso	2.382.822.201	2.157.366.098
Edificios	1.681.177.670	1.674.537.915
Terrenos	540.922.607	509.529.836
Arrendamientos financieros	404.530.731	399.019.311
Instalaciones fijas y otras	839.602	839.602
Activos por uso NIIF 16	403.691.129	398.179.709
Terrenos	197.354.318	201.032.188
Edificios	117.566.507	118.604.033
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	88.770.304	78.543.488
Instalaciones fijas y otras	497.415.985	502.049.375
Otras Instalaciones	368.697.687	371.654.097
Instalaciones fijas y accesorios	128.718.298	130.395.278
Propiedades, plantas y equipos, bruto	\$ 37.943.307.246	\$ 37.005.560.273
Depreciación		
Plantas y equipos (**)	\$ (12.595.086.401)	\$ (12.319.422.609)
Plantas de generación hidroeléctrica	(5.304.088.165)	(5.287.120.624)
Deterioro Plantas de generación hidroeléctrica	(39.023.714)	(42.278.958)
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	(6.461.989.755)	(6.257.893.011)
Renovables	(253.075.974)	(218.763.109)
Plantas de generación termoeléctrica	(536.908.793)	(513.366.907)
Edificios	(240.914.228)	(219.734.889)
Arrendamientos financieros	(115.436.195)	(105.012.977)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(114.596.593)	(104.173.375)
Terrenos	(35.718.889)	(31.181.381)
Edificios	(18.579.287)	(16.843.664)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(60.298.417)	(56.148.330)
Instalaciones fijas y otras	(380.477.496)	(375.604.338)
Otras instalaciones	(291.928.109)	(286.291.364)
Instalaciones fijas y accesorios	(88.549.387)	(89.312.974)
Depreciación acumulada	\$ (13.331.914.320)	\$ (13.019.774.813)

(*) Corresponde a las actividades de construcción y mano de obra como parte del desarrollo de los proyectos que se encuentran en curso.

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

(1) Centroamérica y Colombia

En los conceptos correspondientes a plantas de generación hidroeléctrica, renovables y a líneas y redes de distribución los saldos al 30 de junio de 2025 son los siguientes:

Plantas y equipos	Valor
Panamá	\$ 1.460.962.386
Guatemala	1.295.046.987

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

Plantas y equipos	Valor
Costa Rica	99.246.351
Total Centroamérica	\$ 2.855.255.724
Colombia	16.986.095.927
Total plantas y equipos	\$ 19.841.351.651

- (2) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuadas por el Grupo al 30 de junio de 2025, en el desarrollo de proyectos de energía renovable, mejoras, reposiciones y modernizaciones en las diferentes plantas y subestaciones eléctricas. A continuación, se presentan los principales proyectos:

Principales proyectos	Al 30 de junio de 2025
Colombia	
Líneas, redes y subestaciones	\$ 846.833.633
Proyectos de energía renovable:	
Solar Guayepo	695.907.832
Solar Atlántico	499.068.625
Solar La Loma	32.876.454
Solar El Paso	1.950.035
Mejoras, reposiciones y modernizaciones efectuadas en las centrales de generación.	174.425.038
Iluminación pública	45.098.217
Otros proyectos de inversión en centrales de generación, renovables y distribución	24.536.431
Centroamérica	
<u>Panamá:</u>	
Enel Fortuna S.A.: Mantenimientos mayores subestaciones, casa de máquinas, obras civiles.	23.289.147
Enel Renovable S.R.L.: SMA Residencial Cabins, mejoras en Plantas.	12.247.003
Enel Panamá CAM S.R.L.: Proyecto Santa Cruz y torres de medición.	5.712.290
<u>Guatemala:</u>	
Renovables de Guatemala S.A.: Proyecto casa de máquinas, proyecto línea de transmisión.	7.543.051
Generadora de Occidente S.A.: Casa de máquinas, proyecto línea de transmisión.	5.251.490
Tecnoguat S.A.: Proyecto de presa y proyecto línea de transmisión.	3.556.118
Enel Guatemala S.A.: Proyecto Trading Tool	764.813
<u>Costa Rica:</u>	
PH Chucús S.A.: Proyecto de automatización, compuertas vertero y sistema de protección margen izquierdo.	2.484.089
PH Don Pedro S.A.: Proyecto Gobernador.	1.059.066
Enel Costa Rica CAM S.A.: Otros	117.127
PH Río Volcán S.A.: Equipo de comunicación.	101.742
Total construcciones en curso	\$ 2.382.822.201

(3) Centroamérica

El siguiente es el detalle por país al 30 de junio de 2025:

Terrenos	Valor
Panamá	\$ 7.554.183
Costa Rica	1.468.410
Guatemala	1.098.484
Total Centroamérica	\$ 10.121.077
Colombia	530.801.530
Total Terrenos	\$ 540.922.607
Edificaciones	Valor
Panamá	\$ 226.139.851
Guatemala	7.850.668
Costa Rica	85.096
Total Centroamérica	\$ 234.075.615
Colombia	1.206.187.827
Total Edificaciones	\$ 1.440.263.442
Otras instalaciones	Valor
Guatemala	\$ 23.983.352
Panamá	18.877.800

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

Costa Rica	15.124.135
Total Centroamérica	\$ 57.985.287
Colombia	58.953.202
Total Otras instalaciones	\$ 116.938.489

(4) Centroamérica

El siguiente es el detalle por país al 30 de junio de 2025:

Terrenos	Valor
Panamá	\$ 18.202.358
Guatemala	17.704.967
Total Centroamérica	\$ 35.907.325
Colombia	125.728.104
Total terrenos	\$ 161.635.429
Edificaciones	Valor
Guatemala	\$ 3.963.536
Panamá	3.389.764
Costa Rica	1.899.234
Total Centroamérica	\$ 9.252.534
Colombia	89.734.686
Total edificaciones	\$ 98.987.220
Otras instalaciones	Valor
Guatemala	\$ 8.697.012
Costa Rica	1.646.503
Panamá	1.966.692
Total Centroamérica	\$ 12.310.207
Colombia	16.161.680
Total otras instalaciones	\$ 28.471.887

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

	Plantas y Equipos							
	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas de generación hidroeléctrica, termoelectrica y renovables	Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	Instalaciones fijas, accesorios y otros	Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo
Saldo inicial al 01 de enero de 2024	\$2.765.986.400	\$491.508.380	\$1.100.451.225	\$10.846.501.848	\$6.175.546.734	\$113.403.995	\$265.381.232	\$21.758.779.814
Adiciones	2.098.256.404	600.891	6.845.283	4.610.707	4.077.011	11.466.295	14.198.074	2.140.054.665
Traspasos	(2.757.970.867)	24.977.465	358.350.710	1.376.828.797	967.188.275	30.625.620	-	-
Retiros	(288.400)	(29.188)	(75.760)	(1.452.231)	(12.090.585)	(437.187)	(128.182)	(14.501.533)
Gasto por depreciación	-	-	(35.649.853)	(358.732.253)	(427.397.250)	(34.803.719)	(30.586.881)	(887.169.956)
Otros (decrementos) incrementos	51.382.561	(7.527.712)	24.881.421	870.035.599	(1.481.523)	6.190.033	45.142.091	988.622.470
Total movimientos	(608.620.302)	18.021.456	354.351.801	1.891.290.619	530.295.928	13.041.042	28.625.102	2.227.005.646
Saldo final 31 de diciembre de 2024	\$2.157.366.098	\$509.529.836	\$1.454.803.026	\$12.737.792.467	\$6.705.842.662	\$126.445.037	\$294.006.334	\$23.985.785.460
Adiciones (a)	1.325.418.574	-	-	-	703.575	-	10.558.730	1.336.680.879
Traspasos(b)	(1.091.660.707)	32.240.773	30.218.680	96.566.619	920.120.045	12.514.590	-	-
Retiros (c)	-	-	-	(644.373)	(2.275.414)	(95.792)	(72.548)	(3.088.127)
Gasto por depreciación	-	-	(25.789.551)	(199.215.963)	(204.097.365)	(16.978.957)	(14.556.735)	(460.638.571)
Otros decrementos (d)	(8.301.764)	(848.002)	(18.968.713)	(213.440.602)	-	(4.946.389)	(841.245)	(247.346.715)
Total movimientos	225.456.103	31.392.771	(14.539.584)	(316.734.319)	714.450.841	(9.506.548)	(4.911.798)	625.607.466
Saldo final al 30 de junio de 2025	\$2.382.822.201	\$540.922.607	\$1.440.263.442	\$12.421.058.148	\$7.420.293.503	\$116.938.489	\$289.094.536	\$24.611.392.926

- (a) Al 30 de junio de 2025, las adiciones en 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, el detalle:

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

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 30 de junio de 2025
Colombia		
Solar Guayepo	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	\$ 347.091.471
Solar Atlántico	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	343.101.717
Líneas y redes	Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución.	339.689.530
Subestaciones y centros de Transformación	Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT.	162.072.765
CH-Guavio	Sedimentación Guavio Fase I; sistema esator; recuperación rodetes, ductos, transformadores y turbina de la central.	39.661.371
CC-Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, Proyectos OCM y mejoramiento ambiental BEEP.	24.648.595
Sedes Administrativas y Comerciales	Obras civiles, equipos, mobiliarios, equipos de cómputo del edificio Calle 93 y sedes comerciales de Cundinamarca.	17.639.322
CH- Paraíso	Automatización y telecontrol centrales; modernización cargadores de baterías central Paraíso; sistemas de turbina Guaca y Paraíso; estabilización talud Paraíso.	16.413.295
CH-Quimbo -Betania	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.	11.329.185
CH- Guaca	Sistema de automatización y telecontrol; recuperación transformadores y turbina.	749.143
Solar La Loma	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	701.464
CH-Dario Valencia	Sistema de Chimenea U3 y recuperación calderas central unidades 2 y 3, mantenimiento turbina	629.439
Otras inversiones	Obras civiles y mobiliarios centrales hidroeléctricas y térmicas.	438.275
CH-Tequendama	Recuperación turbinas y modernización sistemas auxiliares.	315.247
Solar El Paso	Servicios auxiliares central; recuperación sistema de turbina.	306.438
El Paso extensión	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	200.806
Enel X	Instalación de equipos de medida	180.557
Centroamérica		
Panamá	Common cost, GDS infraestructura de comunicación y otros proyectos	11.655.772
Guatemala	Enel Guatemala S.A.: Arrendamiento financiero de vehículos	8.735.402
Guatemala	Generadora de Occidente Ltda.: Proyecto casa de máquinas y proyecto líneas de transmisión.	5.553.675
Guatemala	Renovables de Guatemala S.A.: Proyecto casa de máquinas y proyecto de canales.	2.682.198
Guatemala	Tecnoguat S.A.: Proyecto de presa.	470.983
Costa Rica	Contratos de renting, compuertas Botacomo Chucús y diques de obras de defensa hidráulica.	2.414.229
Total adiciones		\$ 1.336.680.879

- (b) Al 30 de junio de 2025, los traspasos de activos en 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
Colombia	
Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT), transformadores de distribución e iluminación pública.	\$ 625.169.926
Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT.	294.699.790
CH-Quimbo y Betania	91.971.571
Inversión en activos de apoyo en curso como terrenos, construcciones y edificaciones Administrativas, maquinaria, equipo de cómputo y comunicación y vehículos.	36.418.650
CC-Termozipa	7.714.705
CH- Guaca, Paraíso y Guavio	9.579.478
CH-Centrales menores (Río Bogotá)	3.519.027
La Loma	1.354.665
Guayepo	461.169
Fundación	1.611.643
Mobiliario y equipos de cómputo y comunicación	1.604.171
El Paso	252.094
Centroamérica	
Panamá: Infraestructura y edificación de las plantas Austral y El Puerto y otros proyectos.	8.611.600
Guatemala: Proyecto casa de máquinas, línea de transmisión	5.849.621
Costa Rica: Proyecto Gobernador, equipos de automatización, otros proyectos.	2.842.597
Total	\$ 1.091.660.707

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

- (c) Al 30 de junio de 2025 se realizaron bajas por \$(3.088.127) correspondientes a transformadores de alta y media tensión en la línea de distribución por \$(2.272.309); baja por mantenimiento a plantas de generación hidroeléctricas por \$(542.631) y otros por \$(273.187).
- (d) Al 30 de junio de 2025 los otros incrementos/decrementos corresponden principalmente a la actualización del VPN por provisiones ambientales por efecto de tasa de acuerdo con la CINIIF 1 y de desmantelamiento por \$24.197.391; adicionalmente, renegociación de canon de contratos de arrendamiento financiero de terrenos por \$299.577.

Centroamérica

Los otros incrementos y decrementos para las compañías de Centroamérica por \$(271.843.683) que corresponden a renegociación de canon de contratos de arrendamientos financieros por \$2.712.530 y al efecto por tasa de cambio del 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros consolidados a la moneda de presentación por \$(274.556.213).

Al 30 de junio de 2025 el Grupo presenta propiedades, planta y equipos (terrenos) cuya titularidad tiene restricción así: i) El 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 2025 el Grupo presenta en funcionamiento las unidades disponibles para generación en las centrales y distribución en las subestaciones y redes.

Al 30 de junio de 2025 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; adicionalmente no se identificaron indicios de deterioro.

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

Promedio de años de vida útil de años estimada			
Clases de propiedad, planta y equipo	2025	2024	
Plantas y equipos			
Obra civil plantas y equipos	54	54	
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	28	29	
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	27	27	
Torres de medición eólica	1	2	
Estaciones solares	23	22	
Paneles y Miscelaneos	26	27	
Subestaciones	26	25	
Redes de alta tensión	33	34	
Red de baja y media tensión	29	31	
Equipos de medida y telecontrol	21	20	
Edificios	42	45	
Instalaciones fijas, accesorios y otras	9	9	
Activos para uso NIIF 16			
Edificios	35	35	
Terrenos	27	27	
Vehículos	1	1	

Promedio de años de vida útil estimada Centroamérica						
Clases de propiedad, planta y equipo	Costa Rica		Panamá		Guatemala	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Plantas y equipos	50	50	50	50	50	50

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

Clases de propiedad, planta y equipo	Promedio de años de vida útil estimada Centroamérica					
	Costa Rica		Panamá		Guatemala	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Edificios	50	50	20	20	20	20
Instalaciones fijas, accesorios y otras	5	5-10	5	5	5	5
Activos para uso NIIF 16						
Edificios	10	10	13	10	10	10
Terrenos	-	-	50	50	50	50
Vehículos	-	3	1	3	3	3

15. Plusvalía

Plusvalía reconocida como parte de la fusión que dio origen a Enel Colombia S.A. E.S.P., oficializada el 1 de marzo de 2022. A continuación, el detalle de esta:

Sociedad	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 101.593.484	\$ 110.068.116
Enel Renewable S.R.L.	13.233.299	14.337.182
	\$ 114.826.783	\$ 124.405.298

16. Impuestos diferidos, neto

Activos por impuestos diferidos

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.

La Ley 2155 de 2021 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35% para Colombia. Para las empresas de Costa Rica la tarifa de renta es un 30%. Para las empresas de Panamá la tarifa de renta es un 25% a excepción de Enel Fortuna S.A. que aplica un 30%.

El impuesto diferido al 30 de junio de 2025 por tarifa se presenta a continuación:

	Costa Rica	Panamá	Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Al 30 de junio de 2025
Activos por impuestos diferidos (1)	\$ 2.178.551	\$ 7.532.000	\$ 5.964.518	\$ 15.675.069
Total impuesto diferido activo	\$ 2.178.551	\$ 7.532.000	\$ 5.964.518	\$ 15.675.069

(1) Al 30 de junio de 2025, el detalle del activo por impuestos diferidos está compuesto por:

Impuesto diferido activo	Saldo inicial al 1 de enero de 2025	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en resultados (i)	Movimiento diferido Centroamérica	Saldo final al 30 de junio de 2025
Provisiones y otros (a)	\$ 19.362.426	\$ (245.495)	\$ (1.571.310)	\$ 17.545.621
Propiedad planta y equipo	(1.910.839)	40.287	-	(1.870.552)
Total impuesto diferido activo	\$ 17.451.587	\$ (205.208)	\$ (1.571.310)	\$ 15.675.069

(a) Al 30 de junio de 2025, el detalle de provisiones y otros, asociados al impuesto diferido activo corresponde a:

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

	Saldo inicial al 1 de enero de 2025	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 30 de junio de 2025
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 12.762.065	\$ (1.571.310)	\$ 11.190.755
Otros	6.600.361	(245.495)	6.354.866
	\$ 19.362.426	\$ (1.816.805)	\$ 17.545.621

Pasivos por impuestos diferidos:

A continuación, se incluye el detalle del pasivo por impuesto diferido neto al 30 de junio de 2025:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2025	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados (i)	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales (ii)	Movimiento diferido Centroamérica	Saldo final al 30 de junio de 2025
Impuesto diferido activo					
Provisiones y otros (1)	\$ 162.203.572	\$ (27.646.417)	\$ -	\$ -	\$ 134.557.155
Obligaciones de aportación definida	9.347.436	244.388	(356.230)	-	9.235.594
Forward y swap	(25.298.424)	1.208.327	22.349.724	-	(1.740.373)
Total impuesto diferido activo	\$ 146.252.584	\$ (26.193.702)	\$ 21.993.494	\$ -	\$ 142.052.376
Impuesto diferido pasivo					
Otros	(315.759)	13.163	-	-	(302.596)
Método de participación Centroamérica	(60.136.407)	(4.395.162)	10.403.870	-	(54.127.699)
Centroamérica (2)	(193.323.646)	-	-	12.898.473	(180.425.173)
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (3)	(567.267.847)	(96.782.965)	-	-	(664.050.812)
Total impuesto diferido pasivo	\$ (821.043.659)	\$ (101.164.964)	\$ 10.403.870	\$ 12.898.473	\$ (898.906.280)
Impuesto diferido activo (pasivo), neto	\$ (674.791.075)	\$ (127.358.666)	\$ 32.397.364	\$ 12.898.473	\$ (756.853.904)

- (i) La variación en el impuesto diferido en estado de resultado al 30 de junio de 2025 corresponde principalmente por la diferencia de vidas útiles fiscales y contables de los activos fijos y el movimiento de pasivos estimados y provisiones.
- (ii) El impuesto diferido corresponde a los movimientos de los derivados liquidados por la línea de negocio de distribución y al reconocimiento del impuesto diferido por método de participación por las inversiones de Centroamérica.

- (1) Al 30 de junio de 2025, el detalle del impuesto diferido pasivo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2025	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 30 de junio de 2025
Otros	\$ 66.049.691	\$ (11.514.065)	\$ 54.535.626
Provisión de cuentas incobrables (a)	56.396.336	(11.265.087)	45.131.249
Provisiones de trabajos y servicios	15.432.905	11.926.657	27.359.562
Provisión obligaciones laborales (b)	19.528.084	(3.692.729)	15.835.355
Provisión por desmantelamiento	4.796.556	41.824	4.838.380
Provision pasivos contingentes (c)	-	(13.143.017)	(13.143.017)
	\$ 162.203.572	\$ (27.646.417)	\$ 134.557.155

- (a) Corresponde al aumento principalmente de la provisión de cartera del IVA de Alumbrado Público.
- (b) Corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración (provisión fondo de transición).
- (c) Reconocimiento de impuesto diferido por actualización financiera en pago a Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), según obligación de pago resolución 463 de 2025 "Por la cual se resuelve el recurso de reposición presentado por la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P. contra la Resolución 237 del 29 de abril de 2025, proferida dentro del proceso coactivo No. 004-2018".

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

(2) Centroamérica:

De las sociedades de Centroamérica, se incluyen los países Guatemala, Panamá y Costa Rica reflejando un impuesto pasivo diferido así:

Centroamérica	Al 30 de junio de 2025
Costa Rica (a)	\$ (150.561.309)
Panamá (b)	(29.863.864)
Total impuesto diferido, neto	\$ (180.425.173)

(a) El pasivo por impuesto diferido corresponde a la diferencia de vidas útiles de las plantas P.H. Don Pedro S.A. y P.H. Río Volcán S.A.

(b) La provisión de impuesto diferido pasivo neto, comprende: gastos por provisiones laborales, arrendamientos, provisión por obsolescencia de inventarios, provisión para desmantelamiento de plantas solares, otras provisiones por diferencias temporales.

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

- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto El 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 El Quimbo seguirán con las del reglamento ya que este proyecto tiene estabilidad jurídica.

- Activos a los cuales se les aplicó depreciación acelerada con el método de reducción de saldos.
- Los demás activos se deprecian por línea recta.
- A partir del 2017, los activos que se adquieren como nuevos o que se activan se tendrá en cuenta la vida útil contable salvo que esta no sea mayor a la establecida en la ley 1819 de 2016.

La Ley 2151 de 2021 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35%. El impuesto diferido al 30 de junio de 2025 se presenta a continuación:

	2025 en adelante
Provisiones y pasivos estimados	\$ 266.071.911
Obligaciones de aportación definida	15.124.995
Cartera	129.639.558
Otros	(15.948.067)
Instrumentos financieros	10.111.009
Propiedades, planta y equipo	(1.902.080.025)
	(1.497.080.619)
Tarifa	35%
Impuesto	(523.978.217)
Ganancias ocasionales	11.181.233
Tarifa	15%
Impuesto	1.677.185
Total impuesto diferido pasivo (sin MPP Centroamérica)	(522.301.032)
Base método de participación de Centroamérica	229.914.293
Impuesto pasivo por método de participación	(54.127.699)
Total impuesto diferido pasivo Centroamérica	(180.425.173)
Total impuesto diferido pasivo, neto	\$ (756.853.904)

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

17. Otros pasivos financieros

	Al 30 de junio de 2025			Al 31 de diciembre de 2024		
	Corriente		No Corriente	Corriente		No Corriente
	Capital	Intereses		Capital	Intereses	
Obligaciones Bancarias (1)	\$ 819.927.655	\$ 110.545.637	\$ 6.253.600.988	\$ 1.102.346.174	\$ 129.798.443	\$ 6.863.020.482
Bonos emitidos (2)	556.362.281	13.063.437	972.380.580	756.339.530	16.466.877	972.363.932
Obligaciones por leasing (3)	30.440.766	9.337.463	256.500.504	28.736.778	7.230.783	264.510.509
Instrumentos derivados (4)	15.383.756	-	-	2.832.573	-	-
	\$ 1.422.114.458	\$ 132.946.537	\$ 7.482.482.072	\$ 1.890.255.055	\$ 153.496.103	\$ 8.099.894.923

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P., el detalle de las obligaciones por préstamos de deuda al 30 de junio de 2025 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
Scotiabank Colpatria S.A.	9,87%	14/5/2026	\$ 4.903.452	\$ 400.000.000	\$ 404.903.452	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Mufg bank	13,11%	12/4/2028	18.627.414	227.875.000	246.502.414	227.875.000	227.875.000	-	-	-	455.750.000
Banco de Occidente S.A.	10,55%	15/11/2025	1.504.783	113.000.000	114.504.783	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	10,16%	28/4/2029	3.496.178	50.000.000	53.496.178	50.000.000	50.000.000	50.000.000	-	-	150.000.000
International Finance	12,46%	15/10/2031	32.624.920	-	32.624.920	-	-	60.557.850	60.557.850	1.076.956.297	1.198.071.997
Banco de Bogotá S.A.	11,85%	19/2/2031	778.612	18.878.788	19.657.400	37.757.576	37.757.576	37.757.576	37.757.576	37.757.576	188.787.880
Bancolombia S.A.	11,34%	5/4/2028	12.686.920	-	12.686.920	-	480.000.000	-	-	-	480.000.000
Bancolombia S.A.	10,91%	28/7/2028	7.696.112	-	7.696.112	-	-	411.000.000	-	-	411.000.000
European Investment Bank	10,55%	28/11/2033	5.917.599	-	5.917.599	-	-	-	-	593.857.595	593.857.595
Banco Davivienda S.A.	10,75%	13/3/2029	1.346.138	3.750.000	5.096.138	5.000.000	5.000.000	3.750.000	-	-	13.750.000
European Investment Bank	10,55%	28/11/2033	4.649.541	-	4.649.541	-	-	-	-	466.602.048	466.602.048
Bancolombia S.A.	11,94%	30/11/2029	3.676.800	-	3.676.800	-	-	-	360.000.000	-	360.000.000
Banco de Bogotá S.A.	10,48%	5/4/2026	872.692	1.988.386	2.861.078	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	11,10%	26/2/2031	51.411	2.333.333	2.384.744	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	4.666.667	32.666.667
Bancolombia S.A.	9,57%	30/11/2026	2.211.733	-	2.211.733	260.000.000	-	-	-	-	260.000.000
Banco Bbva Colombia S.A.	5,80%	2/11/2026	2.014.801	-	2.014.801	215.000.000	-	-	-	-	215.000.000
Banco Bbva Colombia S.A.	10,16%	19/10/2027	1.994.319	-	1.994.319	-	100.000.000	-	-	-	100.000.000
European Investment Bank	11,15%	28/11/2033	1.563.529	-	1.563.529	-	-	-	-	148.464.288	148.464.288
Bancolombia S.A.	10,00%	30/11/2027	1.290.667	-	1.290.667	-	150.000.000	-	-	-	150.000.000
European Investment Bank	11,15%	28/11/2033	1.228.487	-	1.228.487	-	-	-	-	116.650.512	116.650.512
Bancolombia S.A.	11,32%	21/12/2027	905.583	-	905.583	-	300.000.000	-	-	-	300.000.000
Bancolombia S.A.	10,69%	30/11/2028	817.218	-	817.218	-	-	89.000.000	-	-	89.000.000
Itaú Colombia S.A.	11,42%	19/6/2029	583.424	-	583.424	-	-	159.000.000	-	-	159.000.000
Bancolombia S.A.	10,04%	23/12/2027	431.867	-	431.867	-	200.000.000	-	-	-	200.000.000
Bancolombia S.A.	9,79%	15/7/2026	391.250	-	391.250	60.000.000	-	-	-	-	60.000.000
Banco de Bogotá S.A.	8,03%	19/2/2035	180.787	-	180.787	2.916.667	8.750.000	8.750.000	8.750.000	40.833.334	70.000.001
Bancolombia S.A.	10,83%	15/7/2026	107.708	-	107.708	15.000.000	-	-	-	-	15.000.000
Banco de Bogotá S.A.	11,08%	15/8/2034	93.840	-	93.840	2.083.333	2.500.000	2.500.000	2.500.000	10.416.667	20.000.000
Total créditos			\$112.647.785	\$817.825.507	\$930.473.292	\$882.632.576	\$1.568.882.576	\$829.315.426	\$476.565.426	\$2.496.204.984	\$6.253.600.988

El detalle de las obligaciones por préstamos de deuda al 31 de diciembre de 2024 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 Occidente S.A.	10,19%	18/6/2025	\$ 955.208	\$ 250.000.000	\$ 250.955.208	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Banco de Occidente S.A.	11,03%	15/11/2025	2.076.526	150.000.000	152.076.526	-	-	-	-	-	-
Banco de Bogotá S.A.	9,95%	14/3/2025	150.640.000	-	150.640.000	-	-	-	-	-	-
Mufg Bank Ltd.	13,67%	12/4/2028	19.394.669	113.937.500	133.332.169	227.875.000	227.875.000	113.937.500	-	-	569.687.500
Itaú Colombia S.A.	11,34%	16/8/2025	1.522.585	109.000.000	110.522.585	-	-	-	-	-	-
Banco de Bogotá S.A.	11,16%	15/8/2025	998.505	71.000.000	71.998.505	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	10,30%	15/7/2026	5.833.833	60.000.000	65.833.833	60.000.000	-	-	-	-	60.000.000
Bancolombia S.A.	10,31%	28/4/2029	4.500.347	50.000.000	54.500.347	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	-	200.000.000
Itaú Colombia S.A.	10,58%	18/6/2025	198.042	50.000.000	50.198.042	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	10,86%	14/1/2025	35.052.200	-	35.052.200	-	-	-	-	-	-

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

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
Bancolombia S.A.	12,44%	19/2/2031	1.702.856	33.333.333	35.036.189	66.666.667	66.666.667	66.666.667	66.666.667	100.000.000	366.666.668
International Finance	13,00%	15/10/2031	34.830.710	-	34.830.710	-	-	60.557.850	60.557.850	1.075.923.728	1.197.039.428
Bancolombia S.A.	11,02%	15/7/2026	691.275	15.000.000	15.691.275	15.000.000	-	-	-	-	15.000.000
Bancolombia S.A.	11,73%	5/4/2028	13.259.840	-	13.259.840	-	-	480.000.000	-	-	480.000.000
Banco de Bogotá S.A.	12,44%	19/2/2031	425.714	8.333.333	8.759.047	16.666.667	16.666.667	16.666.667	16.666.665	25.000.000	91.666.666
Bancolombia S.A.	11,05%	28/7/2028	7.918.029	-	7.918.029	-	-	411.000.000	-	-	411.000.000
European Investment Bank	10,95%	28/11/2033	6.323.563	-	6.323.563	-	-	-	-	593.857.152	593.857.152
Banco Davivienda S.A.	10,91%	13/3/2029	1.366.639	3.750.000	5.116.639	5.000.000	5.000.000	5.000.000	1.250.000	-	16.250.000
Scotiabank Colpatría S.A.	10,05%	14/5/2026	4.992.044	-	4.992.044	400.000.000	-	-	-	-	400.000.000
European Investment Bank	10,95%	28/11/2033	4.968.514	-	4.968.514	-	-	-	-	466.602.048	466.602.048
Bancolombia S.A.	12,10%	30/11/2029	3.708.160	-	3.708.160	-	-	-	360.000.000	-	360.000.000
Banco de Bogotá S.A.	10,75%	5/4/2026	885.826	2.556.496	3.442.322	1.136.220	-	-	-	-	1.136.220
Bancolombia S.A.	9,38%	30/11/2026	2.168.516	-	2.168.516	260.000.000	-	-	-	-	260.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	10,42%	19/10/2027	2.070.972	-	2.070.972	-	100.000.000	-	-	-	100.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	5,80%	2/11/2026	2.014.801	-	2.014.801	215.000.000	-	-	-	-	215.000.000
European Investment Bank	11,55%	28/11/2033	1.667.494	-	1.667.494	-	-	-	-	148.464.288	148.464.288
European Investment Bank	11,55%	28/11/2033	1.310.175	-	1.310.175	-	-	-	-	116.650.512	116.650.512
Bancolombia S.A.	10,14%	30/11/2027	1.303.733	-	1.303.733	-	150.000.000	-	-	-	150.000.000
Bancolombia S.A.	11,23%	21/12/2027	988.625	-	988.625	-	300.000.000	-	-	-	300.000.000
Bancolombia S.A.	10,84%	30/11/2028	824.971	-	824.971	-	-	89.000.000	-	-	89.000.000
Bancolombia S.A.	9,98%	23/12/2027	481.250	-	481.250	-	200.000.000	-	-	-	200.000.000
Banco de Bogotá S.A.	11,24%	15/8/2034	95.111	-	95.111	833.333	2.500.000	2.500.000	2.500.000	11.666.667	20.000.000
Bancolombia S.A.	11,39%	26/2/2031	63.222	-	63.222	5.833.333	7.000.000	7.000.000	7.000.000	8.166.667	35.000.000
Total créditos			\$315.233.955	\$916.910.662	\$1.232.144.617	\$1.324.011.220	\$1.125.708.334	\$1.302.328.684	\$564.641.182	\$2.546.331.062	\$6.863.020.482

Durante el 2025 se adquirieron las siguientes obligaciones financieras:

Entidad	Fecha de desembolso	Fecha de vencimiento	Años	Monto	Tasa
Itaú Colombia S.A.	19 de junio de 2025	19 de junio de 2029	4	\$ 159.000.000	IBR 3M + 2,25%
Banco de Bogotá S.A.(Findeter)	19 de febrero de 2025	19 de febrero de 2035	10	70.000.000	IBR - 1% MV
Total				\$229.000.000	

Y se pagaron las siguientes obligaciones financieras:

- Banco BBVA S.A. con vencimiento el 14 de enero de 2025 por \$(33.333.333).
- Banco Davivienda S.A. con vencimientos el día 13 de cada mes durante el primer semestre de 2025 por \$(416.667) c/u.
- Banco de Bogotá S.A. con vencimiento 19 de febrero de 2025 por \$(100.000.000).
- Banco de Bogotá S.A. con vencimientos 5 de cada mes durante el primer semestre de 2025 por \$(284.056) c/u.
- Banco de Bogotá S.A. pago semestral el 21 de abril de 2025 por \$(33.333.333).
- Banco de Occidente S.A. con vencimiento el 18 de junio de 2025 por \$(250.000.000).
- Bancolombia S.A. el 28 de abril de 2025 por \$50.000.000
- Pagos anticipados de créditos 2025 por excedente de caja así:
 - Banco de Bogotá el 14 de marzo por \$(150.000.000) y el 28 de marzo por \$(71.000.000).
 - Banco Itaú S.A. el 28 de marzo por \$(159.000.000).
 - Banco de occidente S.A. el 28 de marzo por \$(37.000.000).
 - Bancolombia S.A. el 6 de junio por \$(75.000.000).
 - Banco de Bogotá S.A. el 19 de junio por \$(159.000.000).

Al 30 de junio de 2025, el grupo dispone de \$3.705.572.725 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, respecto de las cuales, en caso de requerir su uso, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso.

Para esta misma fecha el grupo no tiene ningún Covenant activo.

(2) El detalle de las obligaciones por bonos de deuda al 30 de junio de 2025 es el siguiente:

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

Serie	Tasa EA	Tasa EA	Corriente			1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	Total no corriente
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total corriente					
B12-13	10,30%	Variable	\$ 1.955.643	\$ 363.022.280	\$ 364.977.923	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
B12-13	10,09%	Variable	2.407.470	193.340.000	195.747.470	-	-	-	-	-
B12-18	8,82%	Variable	3.028.800	-	3.028.800	-	-	-	160.000.000	160.000.000
B7-2020	7,62%	Variable	1.867.750	-	1.867.750	-	250.000.000	-	-	250.000.000
B16-14	9,41%	Variable	1.852.175	-	1.852.175	-	-	-	162.431.790	162.431.790
B10-19	8,79%	Variable	1.111.200	-	1.111.200	-	-	200.000.000	-	200.000.000
B15-12	8,87%	Variable	840.400	-	840.400	-	199.948.790	-	-	199.948.790
			\$ 13.063.438	\$ 556.362.280	\$ 569.425.718	\$ -	\$ 449.948.790	\$ 200.000.000	\$ 322.431.790	\$ 972.380.580

Durante el primer semestre de 2025 se generaron los siguientes pagos de bonos:

Generación: Pago intereses Bono B16-14 por \$(7.438.275), Bono B12-13 intereses por \$(18.169.288) y Bono 15 Quimbo intereses por \$(8.679.400) se incluye la amortización de costos de transacción de deuda no corriente por \$39.398.

Distribución: Recompra del Bono E7-18 por \$(200.000.000) e intereses por \$(3.047.031), y pago de intereses trimestrales de 5 bonos por \$(37.656.319).

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda al 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Serie	Tasa EA	Tasa EA	Corriente			2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total corriente					
B12-13	10,46%	Variable	\$ 2.083.792	\$ 362.999.530	\$ 365.083.322	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
E7-18	6,74%	Fija	2.952.000	200.000.000	202.952.000	-	-	-	-	-
B12-13	10,25%	Variable	2.444.784	193.340.000	195.784.784	-	-	-	-	-
B12-18	8,98%	Variable	3.120.000	-	3.120.000	-	-	-	160.000.000	160.000.000
B7-2020	7,78%	Variable	1.905.750	-	1.905.750	250.000.000	-	-	-	250.000.000
B16-14	9,57%	Variable	1.881.751	-	1.881.751	-	-	-	162.425.195	162.425.195
B10-19	8,95%	Variable	1.176.800	-	1.176.800	-	-	200.000.000	-	200.000.000
B15-12	9,03%	Variable	902.000	-	902.000	-	199.938.737	-	-	199.938.737
			\$ 16.466.877	\$ 756.339.530	\$ 772.806.407	\$ 250.000.000	\$ 199.938.737	\$ 200.000.000	\$ 322.425.195	\$ 972.363.932

- (3) A continuación, el detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 30 de junio de 2025 y al 31 de diciembre 2024:

	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos (a)	\$ 18.547.237	\$ 157.193.946	\$ 15.006.994	\$ 160.365.440
Edificios (b)	11.554.507	87.481.467	11.140.238	89.857.576
Vehículos (c)	9.676.485	11.825.091	9.820.329	14.287.493
Total	\$ 39.778.229	\$ 256.500.504	\$ 35.967.561	\$ 264.510.509

En la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución por \$(10.107.418) corresponde a:

- Amortización de capital y pago de intereses de contratos con Maria Cecilia Botero por \$(643.568), Proaxa S.A.S. por \$(495.220), Terrapuerto S.A.S. por \$(359.702), Compañía General de Actividades y Suministros S.A.S. por \$(336.519), C.I. Alliance S.A. por \$(265.556) y otros por \$(63.419), adicionalmente, se presenta un incremento a la actualización financiera por ajuste de IPC de contratos con Terrapuerto S.A.S. a una tasa del 12,47% por \$539.127 e Ivan Britto Parodi por \$183.221 a una tasa del 12,47%.
- Amortización de capital y pago de intereses de contratos con Transportes Especiales Aliados S.A.S. por \$(3.381.866), Compañía Naviera del Guavio por \$(838.294), ALD Automotive S.A. por \$(829.531) y Busexpress S.A.S. por \$(253.551), adicionalmente, se presenta un incremento correspondiente a la renovación de contratos con ALD Automotive S.A. por \$450.823 hasta julio de 2025.

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

- c) Amortización de capital y pago de intereses del Edificio Q93 por valor de \$(3.332.518), Aseos Colombianos Asecolba S.A. por \$(160.248), Canales Andrade y Compañía S.A.S. por \$(81.716) y otros por \$(238.881).

Centroamérica

En las compañías de Centroamérica se presenta un aumento por \$5.908.081 y el detalle de leasing por país es el siguiente:

Panamá: Corresponde a terrenos donde se ubican plantas de generación fotovoltaica de la compañía Enel Renovable S.R.L.; cuyos contratos se celebraron con los siguientes terceros: Valentín Lezcano, Milthon Ortega, Caritzia Ramos y Luz Saavedra entre otros los cuales tienen plazo de ejecución entre 10 y 25 años.

En la compañía Enel Fortuna S.A. el rubro de edificios correspondiente a las oficinas administrativas en la ciudad de Panamá con el tercero Inversiones Hayat S.A. cuya vigencia es hasta el año 2031 y vehículos para uso en las plantas principalmente con la compañía Panamá Car Rental S.A.

	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ 3.144.643	\$ 16.452.231	\$ 3.499.361	\$ 18.189.007
Edificios	2.456.906	3.163.948	2.443.419	1.842.452
Vehículos	527.391	-	352.952	-
	\$ 6.128.940	\$ 19.616.179	\$ 6.295.732	\$ 20.031.459

Guatemala: Corresponde principalmente a la renta del edificio de las oficinas centrales con Birra S.A., a una flotilla de Pick Up con Renta Autos, y a terrenos en los que se desarrollan proyectos de las compañías Generadora de Occidente S.A., y Enel Guatemala S.A. con Agroindustrias California S.A., Quenenee S.A., entre otros.

	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ 2.225.141	\$ 25.315.933	\$ 530.901	\$ 23.108.294
Edificios	457.255	5.202.291	109.082	4.748.655
Vehículos	218.848	2.489.879	52.645	2.272.740
	\$ 2.901.244	\$ 33.008.103	\$ 692.628	\$ 30.129.689

Costa Rica: Corresponde a las oficinas administrativas ubicadas en San José capital de Costa Rica principalmente con Inversiones Catemac Veintisiete S.A.

Durante el primer semestre de 2025 se inició con la ejecución de 2 contratos de renting de vehículos, uno Operativo y otro Managerial con Rente un Auto Esmeralda S.A. los cuales tienen una vigencia de 5 años.

	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Edificios	\$ 215.952	\$ 1.887.669	\$ 224.260	\$ 2.164.630
Vehículos	89.346	1.599.046	-	-
	\$ 305.298	\$ 3.486.715	\$ 224.260	\$ 2.164.630

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

(4) Al 30 de junio de 2025, la principal variación corresponde a la constitución de treinta y seis (36) derivados de cobertura de con valoración pasiva así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2025	14.858.287	USD	4,281,65	\$ 2.901.128
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2025	6.541.051	USD	4,281,65	1.277.161
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2025	9.000.000	USD	4,200,75	1.034.879
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2025	5.549.679	USD	4,224,49	768.856
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/8/2025	9.844.133	USD	4,175,19	721.409
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	17/7/2025	9.271.460	USD	4,152,32	693.807
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	28/5/2026	2.910.000	USD	4,468,50	527.158
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	17/7/2025	3.743.146	USD	4,215,84	514.761
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2025	3.421.661	USD	4,224,49	474.039
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2025	1.500.000	USD	4,368,38	420.846
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	17/7/2025	11.964.802	USD	4,112,44	418.524
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	6.522.645	USD	4,348,43	418.141
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	1/9/2025	1.500.000	USD	4,385,37	415.719
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	28/1/2027	2.350.000	USD	4,643,00	414.941
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/8/2025	5.639.200	USD	4,175,19	413.258
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2025	1.500.000	USD	4,403,10	412.111
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2025	1.500.000	USD	4,420,95	405.702
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	1/12/2025	1.500.000	USD	4,437,25	401.802
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2026	1.500.000	USD	4,455,50	398.180
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	17/7/2025	10.379.012	USD	4,112,52	365.362
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2025	9.888.424	USD	4,128,50	285.266
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	21/8/2025	7.486.292	USD	4,131,77	258.796
Forward	Cobertura.FX.Pago Energy	Derivex s.a.	Trading	30/7/2025	0	COP	4,069,67	254.663
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/7/2025	5.113.464	COP	4,179,50	229.800
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/9/2025	7.392.788	USD	4,128,50	207.919
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2025	6.999.152	USD	4,128,50	193.428
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2025	7.028.175	USD	4,128,50	187.855
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/12/2025	5.772.749	USD	4,128,50	152.123
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2026	5.368.200	USD	4,128,50	139.513
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/8/2025	27.544.898	USD	4,102,17	37.523
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2025	1.050.000	USD	4,100,10	15.871
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2025	7.095.185	USD	4,085,94	7.625
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	21/8/2025	4.167.784	USD	4,098,10	5.607
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2025	4.147.822	USD	4,085,94	4.458
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	24/7/2025	3.144.415	USD	4,081,97	3.244
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	21/8/2025	1.695.750	USD	4,098,10	2.281
Total valoración								\$ 15.383.756

Al 31 de diciembre de 2024, se tenían constituidos veintiún (21) derivados de cobertura con valoración pasiva así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/5/2025	360.000	USD	5,566,31	\$ 368.242
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	1.801.318	EUR	4,410,00	355.681
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/3/2025	1.500.000	EUR	4,432,00	298.426
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/1/2025	10.136.617	USD	4,397,50	292.849
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/1/2025	2.900.000	EUR	4,688,00	285.752
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/2/2025	2.100.000	EUR	4,716,50	219.245
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/3/2025	1.500.000	EUR	4,738,00	149.955
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/5/2025	22.022.391	USD	4,504,81	128.528
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520.000	USD	4,636,72	118.336
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	520.000	USD	4,636,72	118.336
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5,472,50	106.335
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	334.000	USD	4,731,97	87.541
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	2/1/2025	100.000	USD	5,283,50	87.460
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	125.000	USD	5,025,75	77.075
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2025	209.000	USD	4,605,47	41.031
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	213.000	USD	4,524,50	24.570

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

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/1/2025	1.352.824	USD	4.434,47	22.114
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/1/2025	1.044.514	USD	4.434,47	17.074
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/1/2025	490.000	USD	4.440,00	15.117
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2025	175.000	USD	4.521,62	10.005
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	31/1/2025	844.298	EUR	4.599,30	8.901
Total valoración								\$ 2.832.573

18. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 1.401.407.580	\$ -	\$ 1.157.591.769	\$ -
Proveedores por compra de energía y gas (2)	684.775.342	-	667.617.735	-
Otras cuentas por pagar (3)	350.150.039	372.236.170	389.762.222	200.110.384
Total	\$ 2.436.332.961	\$ 372.236.170	\$ 2.214.971.726	\$ 200.110.384

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2025 el saldo corriente corresponde a cuentas por pagar de bienes y servicios mediante operaciones de confirming con el banco Citibank Colombia S.A. por \$88.300.337 y Bancolombia S.A. por \$50.061.303.

Adicionalmente las principales cuentas por pagar a proveedores son:

Proveedor	Valor
Risen Energy Co Ltd.	\$ 110.224.463
Jinko Solar Co Ltd.	108.656.957
Bogotá Distrito Capital	77.269.092
Empresas Publicas de Medellin S.A. E.S.P.	72.163.143
Soltec Trackers Colombia S.A.S.	45.636.535
Deltec S.A.	32.954.909
Elecnor Servicios y Proyectos S.A.	29.006.420
Hidroeléctrica del Alto Ponce S.A.S. E.S.P.	27.263.810
JE Jaimes Ingenieros S.A.S.	27.212.888
Nitro Energy Colombia S.A.S.	23.217.105
Enertronica Santerno SpA.	22.774.278
Banco Santander de Negocios Colombia S.A.	21.771.401
Soltec Energías Renovables S.L.	21.659.827
Eiffage Energía Colombia S.A.S.	21.431.094
Empresa De Energía De Boyacá S.A.S. E.S.P.	17.843.116
Cam Colombia Multiservicios S.A.S.	16.979.457
Patrimonios Autónomos Fiduciaria Corficolombiana	14.256.052
Instituto de Desarrollo Urbano	13.917.194
Chint Electric Co Ltd.	12.601.133
Mecánicos Asociados S.A.S.	12.484.680
Andritz Hydro Ltda.	12.033.559
Powerchina International Group Limited.	10.827.091
Consultoria y Medio Ambiente S.A.	10.483.558
Superintendencia De Servicios Publicos Domiciliarios	10.469.040
Huawei Technologies Colombia S.A.S.	9.841.013
Corporación Autónoma Regional	9.568.044
Inmel Ingeniería S.A.S.	9.135.987
Sungrow Power Supply	9.124.782
Axa Asistencia Colombia S.A.	8.303.228
Accenture Ltda.	7.924.920
Negratin Colombia S.A.S.	7.549.510
Banco Btg Pactual Comercializadora S.A.S.	7.412.388
Hitachi Energy Colombia S.A.S.	7.342.838
Otros	396.830.418
Total	\$ 1.246.169.930

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

En la compañía Enel X S.A.S. E.S.P. al 30 de junio de 2025 el saldo por \$1.304.571, corresponde principalmente a servicios de auditoría y compras de medidores.

Centroamérica

Costa Rica: Corresponde principalmente a cuentas por pagar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por concepto de multas, en la compañía PH Chucús S.A. por entrada tardía en operación del proyecto por \$8.880.336 al 30 de junio de 2025.

Guatemala: Al 30 de junio de 2025 el saldo por \$4.970.180 corresponde principalmente a servicios de operación y mantenimiento con Reconstructora General de Motores S.A. por \$625.683, Wattsmarket S.A. por \$408.722, Grupo Dynatec S.A. por \$327.312 y Turbinas y Servicios S.A. por \$277.720.

- (2) Para Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2025 corresponde a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de distribución por \$296.147.361; segmento de generación por \$187.232.664, comercialización de gas por \$3.603.950 y otros proveedores de energía por \$150.590.

Adicionalmente, presenta cuentas por pagar a XM S.A. E.S.P. e Isagen 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 \$16.034.353 y \$84.383.000, respectivamente.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 30 de junio de 2025 el saldo por \$4.855.651 corresponde principalmente a las estimaciones de compras de energía a XM S.A. E.S.P e Isagen S.A. E.S.P.; adicionalmente a las provisiones asociadas al transporte de energía para pago a los operadores de red.

Centroamérica

Panamá: Al 30 de junio de 2025 el valor por \$39.174.720, corresponde principalmente a compras de energía en el mercado ocasional y facturas por recibir correspondiente a compras de energía; los terceros más representativos son Valley Rise Investment Corp. por \$13.813.704, Transmisión Eléctrica S.A. (Etesa) por \$3.654.197 y PSZ1 S.A. por \$2.043.361.

- (3) El detalle de otras cuentas por pagar al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otras cuentas por pagar (a)	\$ 222.965.248	\$ 372.236.170	\$ 297.279.736	\$ 200.110.384
Saldo a favor de clientes (b)	91.233.308	-	60.247.741	-
Recaudo a favor de terceros (c)	35.951.483	-	32.234.745	-
Total	\$ 350.150.039	\$ 372.236.170	\$ 389.762.222	\$ 200.110.384

- (a) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2025 corresponde al pasivo a corto plazo por adecuaciones de obras eléctricas ejecutadas por socios comerciales por \$74.984.082, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por \$43.435.140. Los ADD's corresponden al cargo de distribución de otros operadores de red que por mandato regulatorio deben ser facturados y recaudados por Enel Colombia S.A. E.S.P. 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.

El saldo no corriente corresponde a anticipo de cargadores y actualización del VPN de las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón S.A.S. por \$21.599.546 y el reconocimiento de la deuda

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

por proceso con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos - UAESP por \$162.061.534.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 30 de junio de 2025 el saldo por \$397.768 correspondiente a cobro de opción tarifaria a clientes, pendiente de giro a operadores de red.

Centroamérica

Panamá: El saldo por valor de \$90.476.007 en el corto plazo y \$188.575.090 en el largo plazo, corresponde principalmente a la cuenta por pagar a Sinolam Smarter Energy LNG Group INC. por la adquisición de los contratos de suministro de energía PPA.

Costa Rica: Al 30 de junio de 2025 por \$10.959.205, corresponde principalmente a servicios profesionales.

Guatemala: Corresponde principalmente a cuentas por pagar de proyectos repowering y otras provisiones por un valor de \$2.713.046.

- (b) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2025 el saldo por \$59.264.556 corresponde a los saldos a favor de clientes generados principalmente por mayor valor pagado y por ajustes de facturación del segmento de distribución.

Centroamérica

Guatemala: Al 30 de junio de 2025 el saldo por \$31.968.752 corresponde a saldos a favor de clientes por compra/venta energía; la variación corresponde al contrato anual de venta de energía con la empresa Comercializadora de Energía para el Desarrollo S.A. (CED).

- (c) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2025 el saldo corresponde al pago del recaudo acorde a los contratos de recaudo a favor de terceros así: IVA contratos de mandato por \$16.323.812, Área Limpia Distrito Capital S.A.S. E.S.P. por \$5.844.576, Compuredes Colombia S.A.S. por \$4.986.810, LIME - Limpieza Metropolitana S.A. E.S.P. por \$2.322.778 y otros recaudos de terceros por \$6.473.507.

19. Provisiones

	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisiones ambientales	\$ 194.909.529	\$ 632.750.692	\$ 167.034.791	\$ 611.185.529
<i>Ambiental y obras Quimbo (1)</i>	116.882.799	317.145.391	105.993.740	318.202.222
<i>Provisión ambiental proyectos renovables (2)</i>	39.492.784	86.000.204	28.435.227	62.760.182
<i>Plan de Restauración Quimbo (1)</i>	28.701.651	130.909.487	25.505.966	131.746.130
<i>Provisión Ambiental Río Bogotá (3)</i>	4.608.685	9.322.626	5.493.637	9.389.189
<i>Otras compensaciones ambientales (4)</i>	4.048.321	1.064.747	438.764	646.773
<i>Plan de Compensación CAR (5)</i>	1.175.289	88.308.237	1.167.457	88.441.033
Provisión de reclamaciones legales (6)	25.201.826	35.827.413	37.547.115	32.948.888
<i>Civiles y otros</i>	15.407.236	6.668.289	11.880.888	6.652.608
<i>Laborales</i>	8.417.781	23.440	7.867.899	621.618
<i>Sanciones</i>	1.376.809	29.135.684	17.798.328	25.674.662
Desmantelamiento	4.991.652	28.132.279	10.085.587	26.689.577
<i>Desmantelamiento de PCBs (7)</i>	4.777.668	7.579.794	9.780.655	5.442.972
<i>Otras provisiones de desmantelamiento</i>	213.984	13.697.701	-	15.277.321
<i>Desmantelamiento de Asbesto</i>	-	6.854.784	304.932	5.969.284
Otras provisiones	51.671.861	68.190.576	20.998.833	91.051.258
<i>Provisión Vía Gama Gachalá (8)</i>	32.591.079	40.809.127	3.952.857	62.695.201
<i>Provisión Incertidumbre Fiscal (9)</i>	12.652.591	-	12.099.958	-
<i>Otros (10)</i>	4.482.173	3.741.615	3.000.000	5.443.021

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

	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisión Recuperación Torniné	1.946.018	1.121.347	1.946.018	1.121.347
Provisión de Fondo Electrificación Rural (11)	-	22.518.487	-	21.791.689
Total provisiones	\$ 276.774.868	\$ 764.900.960	\$ 235.666.326	\$ 761.875.252

- (1) La provisión ambiental de la Central 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. Durante el año 2024 la autoridad ambiental (ANLA) impuso nuevas obligaciones y amplió el alcance de algunas obligaciones existentes, por lo que fue necesario modificar alcances y diseños de obligaciones del acuerdo de cooperación de Quimbo y dotar las provisiones para garantizar los recursos del cumplimiento de las obligaciones hasta el año 2038.

Entre las actividades principales de esta obligación se encuentran la restauración de bosques, mantenimiento de la franja de protección y del embalse, obras de infraestructura para compensación de impactos socioambientales, desarrollo del programa íctico, pesquero y programas de monitoreo de fauna, flora, clima y paisaje, entre otros.

El incremento en el valor de la provisión por \$12.191.270 corresponde a reclasificación de proyección de flujos de largo a corto plazo de acuerdo con las ejecuciones previstas, la tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y del plan de restauración Quimbo a junio de 2025 es 12,42% E.A. y a diciembre de 2024 es 12,33% E.A.

Provisión Programa Ambiental de Inversión 1%

De acuerdo con la Resolución 0899 del 15 de mayo de 2009, mediante la cual la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) otorgó licencia ambiental para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, el Grupo al 31 de diciembre de 2018 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.

Enel Colombia S.A. E.S.P. consideró pertinente el 25 de noviembre de 2019 solicitar el acogimiento al Art. 321 /Ley 1955 de 2019 radicando los documentos 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 y posteriormente el 16 de diciembre de 2021, la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena - CAM mediante comunicación con radicado 20211020279531 aprobó el incremento del presupuesto del Plan 1% en \$5.998.410.444.

El 01 de abril de 2025 y en cumplimiento al requerimiento realizado en los numerales 4 y 5 del artículo cuarto de la resolución 2052 de 2024 y el Artículo Décimo Cuarto Resolución N° 462 del 08 de marzo de 2021, el Grupo hace entrega a la ANLA del Certificado Fiscal 2024.

El monto de las inversiones base para la liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, expresado en pesos colombianos, corresponde a la suma de \$321.288.088.

Mediante Auto 3117 del 29 de abril de 2025 la Autoridad Ambiental efectúa control y seguimiento ambiental al plan de inversión de 1% realiza requerimiento y da por concluidas las obligaciones y requerimientos de los Numerales 2, 3, 4, 5, 6 y 7 del artículo cuarto de la Resolución 192 del 9 de febrero de 2024.

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

El 10 de junio de 2025 y en cumplimiento al requerimiento realizado en el Auto 3117 del 29 de abril de 2025. Artículo Primero numerales 1, 2, 3, 4, 5, y 6 y Artículo Segundo Numerales 1 y 3, el Grupo hace entrega a la ANLA del Certificado Fiscal del año 2022 y 2023 ajustadas conforme al siguiente requerimiento:

Informar dentro del cuerpo de la certificación de revisor fiscal, el valor del monto base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, del proyecto “Hidroeléctrico El Quimbo”, en pesos, para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2022 al 31 de diciembre de 2022, detallado en los ítems establecidos en el artículo 321 de la Ley 1955 de 2021.

(2) Corresponde a las provisiones ambientales para la construcción y operación de los proyectos renovables:

- Parque Solar Guayepo I y II: Al 30 de junio de 2025, el valor registrado por la provisión ambiental de los parques solares Guayepo incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12,42% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 4 años, el cual corresponde al periodo de cumplimiento de la obligación mandatoria de la licencia ambiental.
- Parque Solar El Paso: Al 30 de junio de 2025, 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 12,46% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 25 años, el cual corresponde a la duración de la licencia.
- Parque Solar La Loma: Corresponde al valor registrado por la provisión ambiental por el plan de compensación del componente biótico. Al 30 de junio de 2025 comprende el plan de manejo ambiental y la construcción de solución de drenajes para el rescate y monitoreo de fauna del parque solar La Loma, incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12,34% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 30 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia.
- Parque Solar Fundación: Corresponde al valor registrado por la provisión ambiental por el plan de compensación del componente biótico. Al 30 de junio de 2025 comprende el plan de manejo ambiental del parque solar Fundación, incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12,34% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 30 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia.

(3) 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. El Grupo plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2038, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 12,38% E.A.

(4) Al 30 de junio de 2025, se han constituido las provisiones correspondientes a proyectos ambientales; esto se ha llevado a cabo considerando el inicio de las actividades necesarias para garantizar el cumplimiento de las obligaciones adquiridas en las licencias otorgadas para cada uno de ellos.

El valor registrado incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 11,93% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 3 años, el cual corresponde al periodo de cumplimiento de la obligación adquirida con las licencias ambientales en materia de plan de compensación asociado con programas de arqueología, sostenibilidad y plan de manejo ambiental contemplados en las resoluciones 1385 del 2024 para Montevideo y el 1272 del 2024 para Porvenir, establecidas por el SDA (Secretaría Distrital de Ambiente) y DJUR No.50257000180 de 2025 para Bochica establecida por la CAR (Corporación Autónoma Regional).

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

- (5) Al 30 de junio de 2025, el valor reconocido como provisión por plan de compensación impuesto por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), corresponde a la obligación ambiental establecida a cargo del Grupo en la Resolución 2984 del 9 de octubre de 2017, ejecutoriada el 10 de abril de 2018. La obligación consiste en la elaboración y ejecución de un Plan de Compensaciones asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación.

El 13 de julio de 2020, el Grupo fue notificado a través de correo electrónico, de la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca "Por la cual se establece un Plan de Compensación Ambiental y se toman otras determinaciones". Esta resolución impone un Plan de Compensación por un valor de \$96.680.772.

El 28 de julio de 2020 el Grupo interpuso recurso de reposición a la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020 expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca. Posteriormente mediante la Resolución DGEN N°20217000244 de 16 de junio de 2021, la cual resuelve el recurso y queda en firme la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, se toma la decisión bajo la estrategia jurídica y legal presentar demanda de nulidad y restablecimiento del derecho la cuál fue radicada ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca el pasado 25 de noviembre de 2021.

La demanda fue admitida por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca el 3 de octubre de 2023, y como consecuencia de esta actuación la CAR, presenta recurso de reposición contra esta decisión, bajo el argumento que los actos administrativos corresponden a actos de ejecución o seguimiento y no actos administrativos que generen nuevas obligaciones. El proceso se encuentra al despacho para resolver el recurso.

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta que, en este proceso de la demanda, aún no se tiene un pronunciamiento definitivo dentro del proceso judicial, el Grupo debe dar cumplimiento a lo establecido en el mencionado acto administrativo, esto es, desarrollar las acciones contempladas en los programas definidos por la CAR por un valor aproximado de \$96.000.000 cuya ejecución debe ir distribuida en el tiempo de la concesión, hasta el año 2038, la tasa utilizada para descontar los flujos a junio de 2025 es 12,35% E.A. y a diciembre de 2024 es 12,27% E.A.

- (6) Al 30 de junio de 2025, el valor de las pretensiones en las reclamaciones al Grupo por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$16.867.586.338, con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$61.029.239 (incluye actualización financiera) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. La Administración estima que los resultados de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada serán favorables para los intereses del Grupo y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera del Grupo.

Las sanciones al cierre de junio de 2025 corresponden a:

Provisión Sanciones	Valor provisión
Superintendencia de Servicios públicos (a)	\$ 23.575.603
Corporación Autónoma Regional Del Alto Magdalena (b)	6.149.795
Autoridad Nacional De Licencias Ambientales	707.653
Corporación Autónoma Del Guavio	79.442
Saldo final al 30 de junio de 2025	\$ 30.512.493

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

Las sanciones al cierre de diciembre de 2024 corresponden a:

Provisión Sanciones	Valor provisión
Superintendencia de Servicios públicos	\$ 20.337.387
Corporación Autónoma Regional Del Alto Magdalena	11.587.172
Ministerio De Ambiente Y Desarrollo Sostenible	10.761.336
Autoridad Nacional De Licencias Ambientales	707.653
Corporación Autónoma Del Guavio	79.442
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 43.472.990

- (a) Corresponde a la contribución adicional correspondiente al año 2021, asociada al tributo que deben pagar las centrales Hidroeléctricas por el uso del agua si la capacidad instalada es superior a 10.000 Kw.
- (b) Corresponde al proceso por el uso del agua, independiente si este se utilizó en la generación de energía, en el cual el Grupo no tenía un equipo de medición de volumen del agua utilizado, por lo que la regulación autoriza el máximo caudal autorizado. El aumento de la capacidad instalada, solo se puede tener en cuenta cuando es emitida la comunicación del Ministerio de Minas y Energía. La situación de la capacidad del uso del agua de 2016 no está cubierta por una resolución del Ministerio de Minas y Energía, por lo que se constituyó esta provisión.

Entre diciembre 31 de 2024 y junio 30 de 2025, la disminución corresponde principalmente al pago de sanciones por valor de (\$10.761.336) al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible correspondiente a las resoluciones 1485 y 3133 emitidas en diciembre de 2023 y (\$5.660.184) a la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena por resoluciones emitidas en noviembre de 2023.

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 2025, 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	269	\$ 869.065.830	\$ -
	Probable	45	21.614.028	11.736.121
	Remoto	17	12.915.387.942	-
Total Distribución-Civil		331	13.806.067.800	11.736.121
Generación-Otros	Posible	25	2.263.438.696	-
	Probable	1	1.817	1.857
	Remoto	3	112.320.000	-
Total Generación-Otros		29	2.375.760.513	1.857
Quimbo	Posible	145	574.602.461	-
	Probable	7	5.972.394	2.022.820
	Remoto	10	17.026.761	-
Total Quimbo		162	597.601.616	2.022.820
Distribución-Laboral	Posible	244	48.877.579	-
	Probable	35	10.844.612	8.183.223
Total Distribución-Laboral		279	59.722.191	8.183.223
Renovables	Posible	3	16.342.713	-
	Remoto	1	-	-
Total Renovables		4	16.342.713	-
Generación-Laboral	Posible	22	6.942.976	-
	Probable	4	1.040.223	403.987
Total Generación-Laboral		26	7.983.199	403.987

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

Procesos	Calificación	N° de Procesos	Valor de la Contingencia	Valor provisión
Generación-Inundaciones A97	Posible	2	49.370	-
	Probable	3	3.222.181	4.185.000
Total Generación-Inundaciones A97		5	3.271.551	4.185.000
Generación-Inundaciones D97	Posible	6	283.413	-
	Probable	2	369.326	4.248
	Remoto	2	184.016	-
Total Generación-Inundaciones D97		10	836.755	4.248
Total general		846	\$ 16.867.586.338	\$ 26.537.256

Concepto	Valor de la provisión a 2025	Valor de la provisión a 2024
Sanciones	\$ 30.512.493	\$ 43.472.990
Primas de éxito	4.390.725	4.686.887
Provisión litigios Fiscales	422.865	956.450
Fallos en cumplimiento	12.000	12.000
VPN	(846.100)	(506.459)
	\$ 34.491.983	\$ 48.621.868

(7) Exportación de transformadores contaminados:

Al 30 de junio de 2025 se ajusta la estimación de la provisión 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 al 30 de junio de 2025 es de \$12.357.462, el Grupo actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 11,93% 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) Al 30 de junio de 2025 corresponde a la obligación para la pavimentación de la vía entre los municipios de Gama y Gachalá, por sentencia desfavorable de segunda instancia proferida el 2 de mayo de 2024 por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca de la cual El Grupo fue notificado el día 9 de mayo de 2024. El Grupo plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2029, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 12,79% E.A. Al 30 de junio de 2025 la variación en el corriente y no corriente corresponde a la reclasificación de la porción de largo plazo a corto plazo, de acuerdo con la proyección de pago.

- (9) A partir del 1 de enero de 2020 el Grupo aplica la CINIIF 23, “Incertidumbres sobre el tratamiento de los impuestos sobre las ganancias”, la cual se tiene en cuenta para la determinación tanto del Impuesto a la Renta corriente como para el Impuesto a la Renta diferido.

Esta interpretación define el “tratamiento impositivo incierto” como la posición adoptada por una entidad sobre la determinación del Impuesto a la Renta, respecto de la cual es probable que la Administración Tributaria no acepte dicha posición, sea que haya sido validada o no en el pasado por la referida Administración.

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

Entre diciembre 31 de 2024 y 30 de junio de 2025, el incremento corresponde a la actualización de los intereses de acuerdo con las tasas de interés moratorio para efectos fiscales señaladas en la normatividad por \$552.633.

- (10) Corresponde principalmente a los siguientes conceptos:

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

- **Impuesto IVA interconexión:** Corresponde al proceso si los servicios de reconexión están gravados con IVA por los bimestres I a VI de 2016. La Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), considera que los servicios de reconexión no hacen parte del servicio público y por ende no son excluidos de IVA. La sentencia de primera instancia falló favorablemente sobre el bimestre VI al considerar que la reconexión si hace parte del servicio público. Sobre los bimestres I a V considera que la demanda fue interpuesta por fuera del término de caducidad considerando que el Grupo no había recibido los actos demandados en la dirección señalada en el recurso y por ende procedía a la notificación. La sentencia ha sido apelada argumentando: (i) La DIAN ha debido intentar ubicar al Grupo en la dirección del RUT tal como lo señala el artículo 568 del Estatuto Tributario; (ii) La notificación del Grupo en la dirección del RUT si se dio con respecto en el bimestre VI y en otros 7 actos que fueron notificados durante el mismo periodo; (iii) contrario a lo dicho en la sentencia, El Grupo aportó las pruebas correspondientes que soportaban que solo conocía los actos demandados hasta el 23 de noviembre de 2020; (iv) aceptar la posición de la DIAN avalada en la sentencia de primera instancia puede constituir un exceso ritual manifiesto, máxime cuando está claro que el fondo del asunto discutido es favorable al Grupo. Se provisiona el litigio considerando que los argumentos son novedosos y no se tiene jurisprudencia sobre los mismos.
 - **Convenio vial Municipio El Colegio:** Corresponde al convenio de cooperación para el mejoramiento vial de vías terciarias del Municipio de El Colegio, suscrito entre Enel Colombia S.A E.S.P., Instituto de Infraestructura y Concesiones de Cundinamarca y el Municipio de El Colegio.
- (11) Corresponde a provisión de aportes al fondo de electrificación rural, principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A., sobre la cual, las plantas de generación en Panamá deben realizar aporte anual del 1% de su utilidad neta antes de impuesto de renta conforme a la Ley N° 58 de 2011 y modificada por la Ley N°67 de 2016; la variación con respecto a diciembre de 2024 corresponde a la actualización financiera del pasivo.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2025, es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión Incertidumbre Fiscal	Provisiones Ambientales	Provisión Vía Gama Gachalá	Otros	Total
Saldo inicial a 01 de enero de 2025	\$ 70.496.003	\$ 36.775.164	\$ 12.099.958	\$ 778.220.320	\$ 66.648.058	\$ 33.302.075	\$ 997.541.578
Incremento (decremento)	11.471.027	(642.306)	552.633	21.865.508	-	2.461.684	35.708.546
Provisión utilizada	(15.917.374)	(2.540.854)	-	(17.834.235)	-	-	(36.292.463)
Actualización efecto financiero	(339.640)	181.037	-	45.408.628	6.752.148	(276.286)	51.725.887
Recuperaciones	(4.680.777)	-	-	-	-	-	(4.680.777)
Otro decremento	-	(649.110)	-	-	-	(1.677.833)	(2.326.943)
Total movimientos en provisiones	(9.466.764)	(3.651.233)	552.633	49.439.901	6.752.148	507.565	44.134.250
Saldo final al 30 de junio de 2025	\$ 61.029.239	\$ 33.123.931	\$ 12.652.591	\$ 827.660.221	\$ 73.400.206	\$ 33.809.640	\$ 1.041.675.828

20. Pasivos por impuestos

Pasivos por impuesto sobre la renta

El pasivo correspondiente a impuestos corrientes se presenta a continuación:

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 593.619.396	\$ 1.091.726.373
Pasivos por impuestos corrientes Centroamérica (2)	74.905.462	109.400.332
Obras por impuestos	30.236.309	7.744.333
Neteo de impuestos	-	145.325.144
Anticipo de renta año siguiente	(37.033.791)	(420.580.190)
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(52.456.497)	(99.517.171)

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

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Saldo a favor en renta 2024	(113.701.315)	-
Autorretenciones otros conceptos	(188.716.251)	(328.933.538)
Autorretenciones de retención en la fuente	(195.374.084)	(395.764.951)
	\$ 111.479.229	\$ 109.400.332

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

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del periodo	\$ 591.136.304	\$ 1.086.296.048
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	2.483.092	5.430.325
	\$ 593.619.396	\$ 1.091.726.373

Las declaraciones de renta de los años gravables 2018, 2019 (Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.), 2020, 2021 2023 y 2024 se encuentran abiertas para revisión por parte de las autoridades tributarias. Sin embargo, en opinión de la gerencia, en el evento en que ocurra un proceso de fiscalización, no se esperan diferencias significativas.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa vigente. Por los años gravables 2025 y 2024 la tarifa es del 35%, por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

(2) En Centroamérica se refleja un pasivo al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 por impuesto corriente así:

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Total sociedades Panamá	\$ 70.591.601	\$ 106.581.736
Total sociedades Costa Rica	3.228.976	559.597
Total sociedades Guatemala	1.084.885	2.258.999
	\$ 74.905.462	\$ 109.400.332

Precios de transferencia

• Colombia

Los contribuyentes del impuesto de renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior, están obligados a determinar, para efectos del impuesto sobre la renta, sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad que se hubieran utilizado en operaciones comparables con entidades independientes.

Las transacciones realizadas durante el año 2024 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en el año 2025 en la documentación comprobatoria e informativa y en los términos establecidos por el Gobierno Nacional; de la misma forma las transacciones con corte al 30 de junio de 2025 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en 2026.

• Panamá

La Ley 33 de 30 de junio de 2010, modificada por la Ley 52 de 28 de agosto de 2012, adicionó el Capítulo IX al Título I del Libro Cuarto del Código Fiscal, denominado Normas de Adecuación a los Tratados o Convenios para evitar la doble tributación internacional, estableciendo el régimen de precios de transferencia aplicable a los contribuyentes que realicen operaciones con partes relacionadas residentes en el extranjero. Estos contribuyentes deben determinar sus ingresos, costos y deducciones para fines fiscales en sus declaraciones de rentas, con base en el precio o monto que habrían acordado partes independientes bajo

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

circunstancias similares en condiciones de libre competencia, utilizando los métodos establecidos en la referida Ley 33. Esta ley establece la obligación de presentar una declaración informativa de operaciones con partes relacionadas (Informe 930) dentro de los seis meses siguientes al cierre del ejercicio fiscal correspondiente, así como de contar, al momento de la presentación del informe, con un estudio de precios de transferencia que soporte lo declarado mediante el informe 930. Este estudio deberá ser entregado a requerimiento de la Dirección General de Ingresos, dentro de un plazo de 45 días contados a partir de la notificación del requerimiento. La no presentación de la declaración informativa dará lugar a la aplicación de una multa equivalente al uno por ciento (1%) del valor total de las operaciones llevadas a cabo con partes relacionadas. Las compañías de Panamá al 30 de junio de 2025 se encuentran en cumplimiento con este requerimiento. El estudio del año 2024 se elaborará en 2025 y estará disponible si lo solicita la administración tributaria.

- **Guatemala**

En el año 2012, Guatemala adhiere por primera vez las Normas Especiales de Valorización entre Partes Relacionadas en el Capítulo VI, del Título II, de la Ley de Actualización Tributaria, publicadas en el Decreto 10-2012, mismo en el que se especifica la información de cumplimiento en materia de Precios de Transferencia por parte del contribuyente, siendo compuesta por los principios generales de información y documentación, métodos de aplicación y normas de valoración.

Es importante mencionar que aún y cuando Guatemala no es miembro de la OCDE, la Autoridad Tributaria Guatemalteca acepta en términos generales las directrices de la OCDE de transferencia como referencia técnica especializada, pero no como una fuente suplementaria de interpretación de la ley.

El Decreto 10-2012 incluye normas de precios de transferencia, que establece que las operaciones entre entidades guatemaltecas con partes relacionadas en el exterior deben ser ejecutadas bajo el principio de libre competencia.

La Ley establece en el Artículo 65, numeral 1, la obligación del contribuyente de tener, al momento de presentar la Declaración Jurada del ISR, la información y el análisis suficiente para demostrar y justificar la correcta determinación de los precios entre partes relacionadas (estudio de precios de transferencia).

Esta documentación es necesaria para el llenado del anexo sobre operaciones con partes relacionadas, el cual se presentó en conjunto con la Declaración Jurada Anual del ISR el 31 de marzo de 2025 y corresponde a las transacciones realizadas del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024.

- **Costa Rica**

De acuerdo con la legislación costarricense de precios de transferencia, de conformidad con lo establecido en la directriz interpretativa 20-03, la Ley N° 7092 - Ley del Impuesto sobre la Renta y el Decreto N.º 41818-H. Así mismo, los requerimientos de la Resolución DGT-R-49-2019, la cual establece los lineamientos para documentar la información del contribuyente local, la empresa debe preparar un estudio de precios de transferencia de las transacciones efectuadas con partes vinculadas residentes en Costa Rica y en el extranjero durante cada año fiscal que va del 1 de enero al 31 de diciembre. El estudio del año 2024 se elaboró y está disponible si lo solicita la administración tributaria.

Se consideran las Directrices de la OCDE publicadas por la OCDE en 1995, desde entonces han sido revisadas y actualizadas periódicamente, siendo la edición publicada en 2017 su más reciente actualización. El principio de libre competencia mencionado en las Directrices de la OCDE requiere que los resultados de una transacción intercompañía sean similares a los montos que hubiesen pactado entidades independientes bajo circunstancias similares o comparables.

En el marco del estudio se desarrolla un análisis de comparabilidad para identificar y caracterizar las operaciones que atañen a este estudio y las entidades involucradas en dichas transacciones.

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

Con base en el análisis funcional, se identifican las funciones desempeñadas, los activos empleados y los riesgos asumidos por el Grupo en relación con las transacciones intercompañía bajo revisión. Posteriormente, se identifica el mejor método para documentar las transacciones intercompañía y por último se determina el rango de valor de mercado para las operaciones vinculadas analizadas.

Contrato de estabilidad jurídica

A continuación, se describen los principales aspectos del contrato de estabilidad jurídica celebrado entre la Nación (Ministerio de Minas y Energía) y Enel Colombia S.A. E.S.P., perfeccionado el 20 de diciembre de 2010:

Objeto: Enel Colombia S.A. E.S.P., se compromete a construir la hidroeléctrica “El Quimbo”.

Monto de inversión y plazos: Las inversiones de Enel Colombia S.A. E.S.P. 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):

- 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 a partir del 1 de enero de 2011.

Obligaciones de las Partes:

a. Obligaciones del Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P:

- Cumplir con el monto de la inversión planeada para la construcción y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.
- Pagar la prima de conformidad con lo estipulado en el parágrafo 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, Enel Colombia S.A. E.S.P. 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, marzo 2023, diciembre de 2023, marzo 2024, diciembre 2024 y marzo 2025, Enel Colombia S.A. E.S.P. pagó \$4.657.387, \$3.225.114, \$1.204.102, \$124.412, \$263.634, \$106.262, \$86.976 y \$199.722 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. contratará anualmente 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.

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

La auditoría del contrato de estabilidad jurídica del 2024 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el 31 de marzo de 2025.

21. Otros pasivos no financieros

	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Anticipos por venta de energía (1)	\$ 183.072.723	\$ -	\$ 153.888.475	\$ -
Impuestos distintos a la Renta (2)	160.849.423	-	143.369.474	-
Anticipos de clientes por uso de redes	16.785.994	-	19.238.922	-
Ingresos diferidos	3.859.607	127.177	3.843.156	137.786
	\$ 364.567.747	\$ 127.177	\$ 320.340.027	\$ 137.786

- (1) La variación del periodo presenta un aumento del anticipo por ventas de energía por \$29.184.248 en el negocio de generación el cual se debe principalmente a los siguientes terceros:

Al 30 de junio de 2025:

Tercero	Anticipo	Porcentaje
Caribe De la Costa S.A.S. E.S.P.	\$ 84.450.159	49%
Air-E S.A.S E.S.P.	27.418.419	16%
Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P.	23.535.473	14%
Americana De Energia S.A.S. E.S.P.	17.954.246	10%

Al 31 de diciembre de 2024:

Tercero	Anticipo	Porcentaje
Caribe De la Costa S.A.S. E.S.P.	\$ 75.924.052	53%
Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P.	17.854.247	12%
Americana De Energia S.A.S E.S.P.	17.853.622	12%
Air-E S.A.S. E.S.P.	13.478.124	9%

- (2) Al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (a)	\$ 121.784.074	\$ 85.502.023
Provisión para pago de impuestos (b)	39.065.349	57.867.451
	\$ 160.849.423	\$ 143.369.474

- (a) En las compañías de Colombia se presenta un aumento de \$36.282.051 que obedece al incremento en las tarifas de autorretención pasando del 2,2% al 4,5% de acuerdo con el decreto 572 de 2025 sobre los ingresos por ventas de bienes y servicios; adicionalmente, considera las retenciones en la fuente a título de renta, ICA e IVA aplicable a terceros.
- (b) En las compañías de Colombia la variación corresponde a la provisión de ICA por \$(16.753.384)

Centroamérica

En las compañías de Centroamérica se presenta una disminución respecto a diciembre de 2024 de \$(2.048.718).

Costa Rica: Al 30 de junio de 2025 presenta un saldo de \$2.050.998 correspondiente a retenciones en la fuente de pagos al exterior y salarios.

Guatemala: Al 30 de junio de 2025 presenta un saldo por \$1.018.954, correspondiente a impuestos por pagar por retenciones efectuadas a proveedores locales por compras y servicios.

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

Panamá: Al 30 de junio de 2025 presenta un saldo por \$5.122.848, correspondiente a retenciones en la fuente de pagos al exterior.

22. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley (1)	\$ 73.462.585	\$ 10.150.851	\$ 90.605.903	\$ 9.622.777
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (2)	27.226.034	312.229.013	27.226.034	350.759.193
Otras obligaciones (3)	2.880.116	-	2.702.134	-
Beneficios por planes de retiro	1.964.353	-	1.912.611	-
	\$ 105.533.088	\$ 322.379.864	\$ 122.446.682	\$ 360.381.970

- (1) Al 30 de junio de 2025 en Enel Colombia S.A. E.S.P., corresponde a bonificaciones por \$27.113.219, cesantías e intereses de cesantías por \$17.525.859, vacaciones y prima de vacaciones por \$14.214.897 y aportes de seguridad social y parafiscales por \$14.193.753; así mismo, hace aportes periódicos de ley para cesantías y seguridad social integral: salud, riesgos profesionales y pensiones, a los respectivos fondos privados y a Colpensiones que asumen estas obligaciones en su totalidad.

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

Corresponde a las provisiones por concepto de cesantías, vacaciones y seguridad social al 30 de junio de 2025 por \$113.219.

Centroamérica

Panamá: Corresponde al pasivo por obligaciones asociadas al impuesto obrero – patronal por pagar a la caja de seguro social; así mismo, se reconocen las provisiones de vacaciones y bonificaciones y décimo tercer mes por pagar, el cual asciende a \$6.428.261 al 30 de junio de 2025.

Costa Rica: Corresponde a las obligaciones de seguridad social con la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS) y vacaciones, los cuales ascienden a \$617.731 al 30 de junio de 2025.

Guatemala: Corresponde a obligaciones laborales de pensión, salud y otros aportes de ley de Enel Guatemala S.A. con el Instituto Guatemalteco de Seguridad Social y al pago de obligaciones patronales, las cuales ascienden a \$3.202.358 al 30 de junio de 2025.

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., la disminución para los saldos corriente y no corriente corresponde al reconocimiento de la ganancia/perdida actuarial de pensiones y otros beneficios por \$(50.984.002), contribuciones pagadas por \$(18.494.257), costo financiero por \$30.607.060 y costo del servicio corriente por \$341.019.

El Grupo 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.

El Grupo 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 consolidado 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 consolidado 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 periodo en el que surgen.

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a 1.373 pensionados con una edad promedio de 71 años.

Otras obligaciones post-empleo

Beneficios a pensionados

El Grupo 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 periodo 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 periodo 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.

Beneficios de largo plazo

El Grupo reconoce a sus empleados activos, beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios, el cual consiste en realizar un pago por cada 5 años de servicio ininterrumpidos a trabajadores cuya fecha de contratación fue realizada antes del 21 de septiembre de 2005 y aquellos trabajadores que se encontraban laborando en la EEC y se devenga a partir del segundo año, de acuerdo con lo definido en la convención colectiva de trabajo.

Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el periodo 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

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

actuariales, se cargan o abonan en el resultado del periodo en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan por actuarios independientes calificados. 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 129 empleados con una edad y promedio de 53,9.

Hipótesis financieras:

Tipo de tasa	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Tasa de descuento		
Pensión plan ("pensiones de jubilación")	9,55%	8,21%
Severance Payment ("Cesantías retroactivas")	11,02%	10,63%
Seniority bonus ("Quinquenio")	12,01%	11,23%
Temporary annuity ("Renta temporal TF")	9,41%	9,66%
Healthy plan ("TF Salud")	9,41%	9,66%
Life plan ("TF Vida")	9,41%	9,66%
Health Assistance ("Auxilio de Salud")	12,21%	12,00%
Electric Assistance ("Auxilio de energía")	12,58%	12,39%
Educational Assistance ("Auxilio educativo")	11,19%	10,67%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	9,50%	9,50%
Tasa de incremento a las pensiones	9,95%	9,95%
Inflación estimada	5,20%	5,17%
Inflación servicio médico	10,00%	10,00%

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Otros Plan de retiro	Total Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios		
Saldo inicial al 01 de enero de 2025	\$ 271.178.894	\$ 65.291.928	\$ 19.988.052	\$ 6.577.850	\$ 14.948.503	\$ 377.985.227
Costo del servicio corriente	-	-	99.447	241.572	-	341.019
Costo financiero	21.926.743	4.664.975	2.105.590	675.335	1.234.417	30.607.060
Contribuciones Pagadas	(8.210.573)	(3.053.468)	(1.762.141)	(1.128.364)	(4.339.711)	(18.494.257)
Pérdidas y ganancias actuariales por hipótesis demográficas	-	-	366.144	(25.200)	-	340.944
Pérdidas y ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	(29.462.463)	(757.254)	(70.890)	(109.723)	(4.018.521)	(34.418.851)
Pérdidas y ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia	(18.060.589)	(5.243.503)	(703.856)	(26.846)	7.128.699	(16.906.095)
Saldo final al 30 de junio de 2025	\$ 237.372.012	\$ 60.902.678	\$ 20.022.346	\$ 6.204.624	\$ 14.953.387	\$ 339.455.047

	Personal jubilado		Personal activo		Otros Plan de retiro	Total Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios		
Saldo inicial al 01 de enero de 2024	\$ 408.578.881	\$ 77.966.291	\$ 14.992.204	\$ 8.014.679	\$ 20.416.627	\$ 529.968.682
Costo del servicio corriente	-	-	142.449	339.057	60.047	541.553
Costo financiero	29.237.329	5.478.019	965.522	519.536	1.216.362	37.416.768
Contribuciones Pagadas	(16.135.063)	(5.849.883)	(3.531.716)	(1.795.525)	(7.836.168)	(35.148.355)
Adquisiciones	-	-	-	-	986.503	986.503
Ganancias y pérdidas actuariales por hipótesis demográficas	-	-	397.585	(7.119)	-	390.466
Pérdidas y ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	(208.463.378)	(39.776.176)	(5.549.126)	(2.155.013)	(2.389.718)	(258.333.411)
Pérdidas y ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia	57.961.125	27.473.677	12.571.134	1.662.235	2.494.850	102.163.021
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	\$ 271.178.894	\$ 65.291.928	\$ 19.988.052	\$ 6.577.850	\$ 14.948.503	\$ 377.985.227

- (3) **Guatemala:** Corresponde principalmente a obligaciones solidarias por \$1.200.247, en estas los empleados aportan un porcentaje del salario y las compañías en Guatemala otro porcentaje. Lo anterior

con el fin de generar un ahorro, para que en el momento que el empleado termine su relación laboral pueda retirar sus ahorros.

Enel X Colombia S.A.S. E.S.P: Corresponde al pasivo estimado por bono de productividad por \$296.885.

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva – SINTRAELECOL

Al 30 de junio de 2025 no presenta cambio con lo presentado en los estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2024.

Convención Colectiva – ASIEB – EMGESA

Al 30 de junio de 2025 no presenta cambio con lo presentado en los estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2024.

Convención colectiva: ASIEB-CODENSA

Al 30 de junio de 2025, el sindicato de Asociación de Ingenieros al Servicio de las Empresas de Energía-Asieb- presento solicitud de aclaración sobre el pronunciamiento emitido el 2 de mayo de 2025 por parte de la sala de casación laboral sobre la sentencia SL 3488-2024.

Negociación Colectiva - REDES

Al 30 de junio de 2025 no presenta cambio con lo presentado en los estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2024.

Centroamérica (Panamá)

A corte del 30 de junio de 2025 se encuentra vigente la Convención Colectiva suscrita entre Enel Fortuna S.A. y el Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá (SITIESPA). Dicha convención tiene vigencia desde el 1 de enero de 2025 y hasta el 31 de diciembre 2028.

Al 30 de junio de 2025 dicha convención cubrió a 35 (64,8%) de 54 colaboradores en total en esta entidad.

A la fecha se encuentra en cumplimiento el 100% del mismo y en armonía laboral.

23. Patrimonio

Capital emitido

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 con valor nominal de \$4.400, distribuidas así:

Composición accionaria al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024:

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

	Acciones Ordinarias	
	(%) Participación	Número de Acciones
Enel Américas S.A.	57,34%	\$ 85.394.808
Grupo Energía Bogotá S. A. E.S.P.	42,52%	63.311.437
Otros minoritarios	0,14%	207.673
	100,00%	\$ 148.913.918

Al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024, el Grupo tiene 244 acciones propias readquiridas, surgidas a partir del proceso de fusión llevado a cabo en el año 2022.

Distribución de Dividendos

Aprobados en el año 2025

La Asamblea General de Accionistas del 27 de marzo de 2025, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2024 por \$2.062.548.190, los cuales se estiman pagar en julio y diciembre de 2025.

Para Centroamérica los dividendos decretados al 30 de junio de 2025 fueron por \$42.966.596, correspondiente a Renovables de Guatemala S.A.

Aprobados en el año 2024

La Asamblea General de Accionistas del 21 de marzo de 2024, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2023 por \$1.806.896.424, pagada en su totalidad en el año 2024.

Para Centroamérica los dividendos decretados al 31 de diciembre de 2024 fueron por \$174.412.079.

Otras Reservas

	Al 30 de junio de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Otras Reservas (*)	\$ 1.146.052.277	\$ 1.146.052.277
Reserva Legal	354.065.638	354.065.638
Reserva para depreciación diferida (Art. 130 ET) (1)	247.096.266	282.901.905
Reserva Estatutaria	178.127	178.127
	\$ 1.747.392.308	\$ 1.783.197.947

(*) Corresponde al ajuste por homologación de política de valoración de inversiones por método de participación patrimonial. Este rubro está compuesto principalmente por partidas originadas en el proceso de fusión durante el año 2022.

- (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 27 de marzo de 2025 se ordenó liberar \$(35.805.639), de la reserva constituida.

24. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación

	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2024
Venta de Energía	\$ 5.840.819.561	\$ 6.218.138.711
Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa (1)	3.543.703.785	3.791.080.940
Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado (2)	2.215.569.409	2.350.370.641
Suministro servicio Alumbrado Público (3)	81.546.367	76.687.130
Transporte de Energía (4)	1.739.051.312	1.692.454.531
Servicios Empresariales y de Gobierno (5)	272.830.670	258.096.101
Arrendamientos	74.306.353	60.013.362

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

	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2024
Venta de gas	33.769.475	36.445.031
Ventas de certificados	934.845	349.256
Servicios de administración de personal	373.695	263.473
Sanciones y reembolsos	1.567	109
Ingresos de actividades ordinarias	7.962.087.478	8.265.760.574
Otros Ingresos de operación (6)	98.937.071	50.743.182
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 8.061.024.549	\$ 8.316.503.756

	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2025	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2024
Venta de Energía	\$ 2.830.590.639	\$ 3.136.124.684
Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa	1.720.058.883	1.930.634.852
Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado	1.070.807.318	1.167.971.654
Suministro servicio Alumbrado Público	39.724.438	37.518.178
Transporte de Energía	874.651.876	861.169.101
Servicios Empresariales y de Gobierno	162.505.620	147.226.927
Arrendamientos	20.079.398	14.466.171
Venta de gas	17.009.565	19.221.211
Servicios de administración de personal	178.204	263.473
Ventas de certificados	88.829	199.495
Sanciones y reembolsos	1.567	-
Ingresos de actividades ordinarias	3.905.105.698	4.178.671.062
Otros Ingresos de operación	44.292.203	27.834.793
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 3.949.397.901	\$ 4.206.505.855

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2025 y 2024, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 6.246 Gwh y 6.127 Gwh; mercado no regulado a 2.258 Gwh y 2.436 Gwh; y bolsa de energía a 2.323 Gwh y 1.786 Gwh. La disminución en los ingresos corresponde principalmente a un menor precio Spot (\$259,11/Kwh en junio de 2025 versus \$509,57/Kwh en junio de 2024).

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización a clientes del mercado mayorista y mercado no regulado al 30 de junio de 2025 y 2024 son por \$448.773.795 y \$449.643.108, respectivamente.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización en bolsa al 30 de junio de 2025 y 2024 corresponden a \$21.107.469 y \$112.479.510, respectivamente.

Centroamérica

Panamá: Se obtuvo una venta de energía neta por \$445.083.641, equivalente a 1.007,85 Gwh a junio de 2025, principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A. en contratos y en mercado spot.

Guatemala: Se refleja una venta de energía neta por \$209.694.916 equivalente a 213 Gwh y precio promedio de USD79,61/Kwh al 30 de junio de 2025, principalmente en contratos por PPA y en el mercado spot en la compañía Enel Guatemala S.A.

Costa Rica: Ventas de energía neta por \$33.996.789, equivalentes a 76,93 Gwh al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2025 y 2024, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 4.564 Gwh y 4.583 Gwh; de las cuales corresponden a clientes residenciales 2.679 Gwh y 2.651 Gwh; clientes comerciales 1.201 Gwh y 1.247 Gwh; clientes industriales 531 Gwh y 528 Gwh; y clientes oficiales 153 Gwh y 157 Gwh. La disminución se debe principalmente a menor consumo de energía en el segmento comercial.

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

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de distribución y comercialización a clientes del mercado regulado al 30 de junio de 2025 corresponden a \$408.527.825.

A continuación, se relacionan los incrementos de la tarifa por componente percibidos durante el 2025:

	Tarifa Prom Aplicada a junio 2025	Tarifa Prom Aplicada a junio 2024	Variación
Gm	275,87	377,86	-27,0%
Tm	57,88	52,67	9,9%
Pr	57,03	72,26	-21,1%
D	259,5	221,28	17,3%
Rm	57,27	15,82	262,0%
Cv	78,63	105,38	-25,4%
Cu	786,18	845,27	-6,99%

En Enel X Colombia S.A.S E.S.P. los ingresos netos por venta de energía al 30 de junio de 2025 son de \$51.109.623 correspondientes al mercado regulado.

Provisión opción tarifaria

Al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024 la cuenta por cobrar por opción tarifaria en Enel Colombia S.A. E.S.P. es por \$23.659.413 y \$43.718.161, respectivamente. La disminución corresponde a que Enel Colombia S.A. E.S.P. se acogió a la Resolución CREG 101 028 de 2023; por lo tanto, en el mes de diciembre de 2023 se dio por finalizada la aplicación del mecanismo de opción tarifaria y se inició la recuperación del saldo a través de la variable COT - Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria.

- (3) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2025 y 2024, los clientes de alumbrado público ascienden a 122 Gwh y 126 Gwh; principalmente por el consumo del Distrito Capital 2 Gwh y 3 Gwh; y otros municipios por 120 Gwh y 123 Gwh, respectivamente.
- (4) Al 30 de junio de 2025 y 2024 se presenta incremento principalmente a la facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica de Enel Colombia S.A. E.S.P.; por otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local por \$1.728.366.766 y \$1.680.808.226; sistemas de transmisión regional por \$10.684.546 y \$11.646.305.
- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2025 se presenta incremento en los ingresos de servicios empresariales y de gobierno principalmente por otras prestaciones de servicio por \$102.854.744 y servicios de valor agregado por \$169.932.537. El incremento se presenta principalmente por mayores asistencias en la prestación de servicios de luz y mantenimiento.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 30 de junio de 2025 se obtuvieron comisiones por \$43.389, por concepto de normalización de medidores contratada por los clientes.

- (6) Los otros ingresos al 30 de junio de 2025 presentan incremento por las penalidades sobre los contratos a los proveedores Soltec Trackers Colombia S.A.S. por \$34.411.105, Consorcio Energía Solar por \$10.341.932 y Consult Internacional por \$6.095.972 reconocidas por Enel Colombia S.A. E.S.P.; así mismo, se presentó disminución por otros conceptos por \$(2.655.120).

Desagregado de los ingresos de contratos con clientes.

El Grupo obtiene sus ingresos de contratos con clientes, por la transferencia de bienes y/o servicios; estos contratos fueron agrupados en categorías que poseen características similares en los términos y condiciones contractuales, de acuerdo con la solución práctica de la NIIF 15.

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

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:

		Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2024
Ventas de energía	A lo largo del tiempo	\$ 5.840.819.561	\$ 6.218.138.711
Transporte de energía	A lo largo del tiempo	1.739.051.312	1.692.454.531
Servicios Empresariales y de Gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	272.830.670	258.096.101
Arrendamientos	A lo largo del tiempo	74.306.353	60.013.362
Venta de Gas	A lo largo del tiempo	33.769.475	36.445.031
Venta de certificados	En un punto del tiempo	934.845	349.256
Servicios de administración de personal	A lo largo del tiempo	373.695	263.473
Sanciones y reembolsos	En un punto del tiempo	1.567	109
Total ingresos de actividades ordinarias		\$ 7.962.087.478	\$ 8.265.760.574
Otros Ingresos de operación		98.937.071	50.743.182
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación		\$ 8.061.024.549	\$ 8.316.503.756

Activos y pasivos contractuales

Activos contractuales

El Grupo no presenta activos contractuales, ya que los bienes y/o servicios suministrados a los clientes que aún no han sido facturados, generan un derecho incondicional a la contraprestación por parte de los clientes, ya que solo se requiere el paso del tiempo en la exigibilidad de los pagos por parte de los clientes, y el Grupo ha satisfecho todas las obligaciones de desempeño.

Pasivos contractuales

El Grupo presenta los pasivos del contrato en el estado de situación financiera consolidado, en el rubro de otros pasivos no financieros corrientes. Los pasivos del contrato reflejan las obligaciones del Grupo, 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 2025	Al 30 de junio de 2024
Cientes Mayorista	\$ 107.901.548	\$ 158.500.886
Cientes No Regulado	64.908.560	29.325.402
Transporte de energía	10.262.615	3.708.035
	\$ 183.072.723	\$ 191.534.323

Satisfacción de las obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño son satisfechas en la medida que se transfieren bienes y/o servicios comprometidos con los clientes; es decir, en la medida que el cliente obtiene el control de los bienes y servicios transferidos.

Venta de energía clientes no regulados, mayoristas y bolsa

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea, los beneficios proporcionados en la prestación de la energía suministrada por el Grupo.

Venta de gas

Al igual que en la venta de energía, la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo ya que el Grupo tiene derecho al pago en caso de que el contrato sea rescindido por el suministro de gas.

Servicios empresariales y de gobierno

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que son servicios tales como conexión, administración, operación y 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

El Grupo reconoce los ingresos cuando el control de los bienes y/o servicios comprometidos se transfieren a los clientes, y estos tienen la capacidad de dirigir los bienes y/o servicios suministrados, obteniendo los beneficios económicos asociados a los mismos.

En cuanto al calendario de satisfacción de las obligaciones de desempeño, tenemos que, para las obligaciones de desempeño satisfechas a lo largo del tiempo, el método de medición del progreso de la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza por el método del producto, debido a que el Grupo tiene derecho a recibir como contraprestación por parte de los clientes, el valor de los bienes y/o servicios suministrados a los clientes, hasta la fecha de su prestación.

Los precios para la prestación del servicio de energía se establecen con base en la regulación y para otros conceptos de acuerdo con lo pactado contractualmente; el Grupo no ofrece descuentos u otro tipo de beneficios a los clientes que pueda tener contraprestación variable en el suministro de bienes y servicios.

25. Aprovisionamientos y servicios

	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2024
Compras de energía (1)	\$ 2.427.357.715	\$ 3.114.954.632
Costos de transporte de energía (2)	775.612.084	761.449.458
Otros aprovisionamientos variables y servicios	189.299.724	188.268.643
Impuestos asociados al negocio (3)	188.456.256	159.085.826
Consumo de combustible (4)	29.215.588	123.011.420
Compra y consumo de gas	20.584.705	27.618.695
	\$ 3.630.526.072	\$ 4.374.388.674

	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2025	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2024
Compras de energía	\$ 1.183.202.162	\$ 1.649.386.044
Costos de transporte de energía	379.789.576	373.134.371
Otros aprovisionamientos variables y servicios	102.000.269	102.445.479

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

	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2025	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2024
Impuestos asociados al negocio	97.265.770	82.334.271
Compra y consumo de gas	10.293.806	14.399.850
Consumo de combustible	3.799.210	56.116.733
	\$ 1.776.350.793	\$ 2.277.816.748

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2025 y 2024, las compras de energía ascienden a 8.017 Gwh y 8.168 Gwh; las compras con destino al mercado regulado a través de contratos ascienden a 5.679 Gwh y 5.448 Gwh; compras en bolsa a 2.338 Gwh y 2.720 Gwh, adicionalmente no se registran compras con destino al mercado no regulado.

Se presenta una disminución en el precio promedio en bolsa de energía que desciende a (\$242,37) /Kwh, tarifa promedio junio 2025 \$270,40 vs tarifa promedio junio 2024 \$512,77.

Al 30 de junio de 2025, para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. las compras de energía netas ascienden a \$14.679.620 y son principalmente por compras de energía a ISAGEN S.A. E.S.P. por \$12.119.104.

Centroamérica

Al 30 de junio de 2025 las compras de energía netas en el mercado de oportunidad para cumplir con los compromisos contractuales en transacciones horarias realizadas ascienden a \$154.603.582.

En Guatemala las compras de energía neta por \$86.709.166 correspondiente a 37,2 Gwh; presenta un aumento respecto al 30 de junio de 2024 por mayor volumen (28,3 Gwh en junio de 2024) principalmente en la compañía Enel Guatemala S.A.

En Panamá por \$67.894.416 correspondiente a compras al mercado SPOT para cumplimiento en contratos con clientes, principalmente en la compañía Enel Fortuna S.A. por 221,32 Gwh con un precio promedio de 79,05 USD/Gwh.

- (2) Al 30 de junio de 2025 y 2024 en Enel Colombia S.A. E.S.P., está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional por \$424.080.366 y \$421.810.955; y transmisión regional por \$271.343.733 y \$270.908.565. La variación se debe principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP e IPC.

En Enel X Colombia S.A.S. al 30 de junio de 2025 corresponde a transmisión de energía a nivel nacional y regional por \$14.695.873, principalmente con el tercero XM S.A. E.S.P. por \$6.167.403.

Centroamérica

Al 30 de junio de 2025 y 2024, se presentan costos de intermediación de contratos de energía por el uso del sistema de transmisión por \$46.487.279 y \$45.979.992, respectivamente; y corresponde a las compañías de Guatemala por \$28.535.426 y Panamá por \$17.951.853. El aumento obedece principalmente a mayores costos por nuevos contratos de exportación.

- (3) Al 30 de junio de 2025 en Enel Colombia S.A. E.S.P. se presenta un incremento por \$25.675.232, principalmente por mayor producción de energía eléctrica por \$23.280.810 y otros impuestos variables a la generación de energía por \$2.394.422; este valor corresponde principalmente a impuesto del carbono por \$2.025.899 más otros impuestos relativos al negocio de gas por \$59.553.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 30 de junio de 2025 por \$835.425 y corresponde principalmente a la provisión del ICA por ingresos de venta de energía.

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

Centroamérica

Al 30 de junio de 2025 en las compañías de Centroamérica por \$2.859.773 que corresponde principalmente a Panamá por tasa de control, vigilancia y fiscal.

- (4) Al 30 de junio de 2025 en Enel Colombia S.A. E.S.P. se presenta una disminución del consumo de combustibles por \$(93.795.832), esto obedece a menor generación en la Central Termozipa; de 8.474 Gwh en junio de 2025 versus 85.640 Gwh en junio de 2024 y así mismo menor consumo de carbón, en junio de 2025 por 3,677 miles de toneladas cuyo valor es de \$1.297.445 versus junio de 2024 por 41,765 miles de toneladas lo que representaba un valor de \$16.097.588.

26. Otros gastos fijos, por naturaleza

	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2024
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1)	\$ 162.824.048	\$ 145.031.302
Otros suministros y servicios (2)	156.589.044	126.761.878
Reparaciones y conservación (3)	86.684.450	68.978.130
Primas de seguros (4)	45.891.810	27.667.545
Arrendamientos y cánones (5)	16.359.808	12.189.459
Tributos y tasas	12.404.500	12.076.259
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	5.419.320	4.601.227
Gastos de transportes y viajes	4.104.911	2.680.935
	\$ 490.277.891	\$ 399.986.735

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. el aumento corresponde principalmente a los costos de los contratos de servicios de administración y operación de las centrales, sedes comerciales, operativas y administrativas. La contratación e implementación de servicios asociados con la arquitectura cloud y el mantenimiento de las aplicaciones técnicas y de operación comercial, toma de lectura y distribución de facturación y otros servicios profesionales por estudios análisis y diseños de gestión ambiental e interventoría.
- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. el aumento corresponde principalmente al efecto del reconocimiento de la cuenta por pagar a favor de la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), otorgada mediante resolución 463 de 2025, "Por la cual se resuelve el recurso de reposición presentado por la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P. contra la Resolución 237 del 29 de abril de 2025, proferida dentro del proceso coactivo No. 004-2018" por \$91.367.103; adicionalmente, gastos de maniobra, compra de medidores para inventario, servicios técnicos, vigilancia, servicios públicos, entre otros.

Así mismo, en el 2024 se reconoció la obligación para la pavimentación de la vía entre los municipios de Gama y Gachalá por valor de \$69.385.081; lo anterior genera un efecto de variación neta por estos conceptos 2025 versus 2024 por \$21.982.022.

- (3) El aumento corresponde al costo de los contratos asociados al mantenimiento y reparación de la infraestructura de redes, líneas y cables materiales empleados para las subestaciones de energía y plantas de generación.
- (4) Estos costos corresponden a la actualización y valor de las primas por las pólizas de seguros todo riesgo sobre la infraestructura de la compañía, pólizas de responsabilidad civil general, ambiental y extracontractual y pólizas de seguros para directivos D&O.
- (5) Incluyen principalmente costos de contratos de leasing de transporte y gastos de arrendamiento de bienes inmuebles.

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

27. Pérdidas por deterioro

	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025
Deterioro Activos Financieros (1)	\$ 44.529.323	\$ 24.567.012
Deterioro Activos Mantenidos para la venta (2)	(25.697.629)	-
	\$ 18.831.694	\$ 24.567.012

- (1) Al 30 de junio de 2025, corresponde principalmente al cálculo de la provisión de cartera de los modelos colectivos e individual.
- (2) Corresponde principalmente a la recuperación de deterioro, teniendo en cuenta que como parte de las negociaciones de la venta del proyecto, el Grupo ya no tiene algunas obligaciones que formaron parte del costo del mismo. Así mismo, se actualiza financieramente la inversión mantenida para la venta en las que se utilizaron variables para descontar los flujos a junio de 2025, con tasa de descuento promedio del 9,78%, TRM real \$4.069,67 y diciembre 2024 tasa de descuento promedio 10,19%, TRM real \$4.409,15.

28. Gastos financieros

	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2024
Obligaciones financieras (1)	\$ 499.123.742	\$ 569.299.833
Otros costos financieros (2)	233.121.335	50.611.601
Obligación por beneficios post empleo (3)	33.695.068	17.459.156
Gravamen a los movimientos financieros (4)	27.900.112	31.091.573
Gastos financieros leasing	15.296.585	15.468.369
Gastos por valoración y liquidación de derivados (5)	9.200.800	4.143.093
Intereses de mora impuestos (6)	1.649.535	2.055.997
Gastos financieros	819.987.177	690.129.622
Gasto financiero capitalizado	(43.708.803)	(53.482.936)
Gastos financieros, netos	\$ 776.278.374	\$ 636.646.686

	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2025	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2024
Obligaciones financieras	\$ 241.480.815	\$ 276.452.233
Otros costos financieros	202.105.179	24.296.899
Obligación por beneficios post empleo	25.293.952	8.280.865
Gravamen a los movimientos financieros	13.552.653	12.850.596
Gastos financieros leasing	7.750.427	7.605.890
Gastos por valoración y liquidación de derivados	6.827.081	3.870.218
Intereses de mora impuestos	1.118.953	952.670
Gastos financieros	498.129.060	334.309.371
Gasto financiero capitalizado	(26.647.115)	(26.626.507)
Gastos financieros, netos	\$ 471.481.945	\$ 307.682.864

- (1) La disminución corresponde principalmente al pago en las obligaciones financieras con el Banco de Bogotá S.A., Bancolombia S.A., Banco de Occidente S.A., Banco Davivienda S.A., Banco Itaú Colombia S.A., y Banco BBVA S.A., así como la recompra del bono E7-18 en marzo y abril de 2025.

Centroamérica

Al 30 de junio de 2025 para Costa Rica y Panamá la variación en los gastos financieros se generó por la disminución en el reconocimiento de intereses sobre préstamos a PH Chucas S.A. y Enel Panamá CAM S.R.L. por parte de Enel Finance International S.R.L. (EFI).

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras al 30 de junio de 2025 y 2024:

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

Operación	2025	2024
Créditos nacionales y del exterior	\$ 427.536.868	\$ 461.102.254
Bonos emitidos (Colombia)	71.586.874	108.197.579
	\$ 499.123.742	\$ 569.299.833

- (2) El incremento corresponde principalmente al reconocimiento de componente financiero (VPN, intereses e indexación) del pago a favor de la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), otorgado mediante resolución 463 de 2025, "Por la cual se resuelve el recurso de reposición presentado por la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P. contra la Resolución 237 del 29 de abril de 2025, proferida dentro del proceso coactivo No. 004-2018" por \$154.723.190.

Adicionalmente, a la actualización financiera de los pasivos ambientales (Quimbo I, II, Car, Rio Bogotá, Vía perimetral Santa Catalina, Jawalain, San Martín, Guayepo, La Loma, Fundación y El paso) por \$31.922.182, financiación por compra de energía a XM S.A. E.S.P. por \$1.103.345, VPN convenios energía por \$(3.370.426), cargos financieros sobre garantías Test por \$(281.928) y otros por \$(46.078).

Centroamérica

Panamá: Corresponde principalmente a los gastos financieros relacionados al pasivo de Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc. de acuerdo con la adquisición de contratos de suministro de energía PPA e intereses devengados Escrow Scotiabank, la variación entre el 30 de junio de 2025 y 2024 es por \$(802.116).

Costa Rica: Al 30 de junio de 2025 y 2024 presenta disminución por \$(796.685), que corresponde principalmente a garantías con la compañía Enel S.p.A. y comisión sobre garantías con el banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.

Guatemala: Presenta aumento por \$47.399 y corresponde principalmente a garantías.

- (3) En Enel Colombia S.A. E.S.P. el aumento corresponde principalmente al incremento de la TES tasa fija en UVR que al 30 de junio de 2025 y 2024 correspondía a 9,55% y 8,81% respectivamente para pensiones y adicionalmente el uso individual de tasa TES en pesos así: auxilio de salud 12,21%, auxilio de energía 12,58%, auxilio educativo 11,19%, quinquenios 12,01%, cesantías 11,02% y renta temporal 9,41%, generando una variación del costo financiero de pensiones y cesantías por \$13.147.497, costo financiero de beneficios por \$1.863.239 y actualización financiera de los pasivos pensionales por \$1.225.176.
- (4) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución corresponde principalmente a que este año no se generó pago del anticipo de renta y para el pago de los demás impuestos se utilizaron TIDIS, también se realizaron menores giros asociados a compras de energía. Adicionalmente, en diciembre de 2024 se canceló la totalidad de la deuda con Crédito fácil Codensa por lo cual durante el primer trimestre 2025 no se presentó gravamen financiero asociado a estos conceptos.
- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P. el aumento en las pérdidas generadas por el vencimiento de contratos de derivados financieros de trading y CFH (Cash Flow Hedge) para la cobertura de las variaciones en las tasas de cambio de los proyectos en ejecución de renovables, Cosenit y Frontera. La variación se vio impactada por el valor de la tasa de cambio en (USD) utilizada en la negociación de forwards al 30 de junio de 2025 por \$4.069,67, versus junio de 2024 por \$4.148.04.
- (6) La variación corresponde a la actualización de los intereses de la provisión fiscal de contratos del exterior por \$(1.251.388), corrección autorretención y retención por \$(228.810), intereses mora alumbrado público por \$(151.691), otros por \$(10.526), tasa de uso de agua de la Central PCH de Rionegro por \$1.067.331 y corrección de la autorretención ICA por \$168.622.

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

29. Resultado en venta y disposición de activos, neto

	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2024
Resultado en venta de activos	\$ (1.125.272)	\$ (3.842.787)
	\$ (1.125.272)	\$ (3.842.787)

Al 30 de junio de 2025 el Grupo presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por \$(1.125.272), correspondientes a:

Colombia

(a) Bajas con efecto en pérdida por \$(4.033.702) en Enel Colombia S.A. E.S.P. distribuidas así:

- Transformadores de distribución por \$(2.272.309).
- Sinistros de enero a junio por \$(1.216.716).
- Plantas de generación por \$(544.677).

(b) Bajas con efecto en utilidad por \$2.964.097 distribuidas así:

- En Enel Colombia S.A. E.S.P. \$2.960.059 por venta de Colombia ZE S.A.S.
- Las compañías Atlántico Photovoltaic S.A.S. y Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. por \$4.038, principalmente correspondiente a venta de medidores.

Centroamérica

En Guatemala el efecto en pérdida por \$(55.667) que corresponde principalmente a baja de activo por daño total.

Al 30 de junio de 2025, Panamá y Costa Rica no presentan efecto en venta y disposición de activos.

30. Compromisos y contingencias

a) Convenio estación elevadora Canoas

Al 30 de junio de 2025 se han realizado las siguientes actividades en los frentes de obra del proyecto, los porcentajes de avances de obra aquí consignados obedecen a la apreciación del Grupo durante la visita en sitio que se lleva a cabo semanalmente, y no a un porcentaje oficial entregado por la EAAB en atención a que no se ha tenido acceso a esta información.

- Terminación de la ingeniería de detalle de las diferentes especialidades (geotecnia, estructural, hidráulica, eléctrica, mecánica y control) con un avance del 100%.
- Avance en ejecución de obras perimetrales de 94%.
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 100% suministro de equipos 95% y montaje de equipo electromecánico 75%, aproximadamente.
- Construcción del pozo de cribado con avance de construcción civil 95%, suministro de equipo 95% y montaje de equipo electromecánico 90%, aproximadamente.

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

- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control de 92%, aproximadamente.
- Actividades de tendido de cable a tablero de control e instalación de tableros eléctricos en un avance de montaje electromecánico 90% y obra civil 95%.
- Finalizan trabajos de la descarga de la EEARC al Rio Bogotá 100%.
- Actualmente, el cronograma para terminación del contrato, incluye la terminación del montaje de equipos electromecánicos, pruebas y puesta en servicio de la Estación Elevadora Canoas. Los siguientes son los hitos relevantes:
 - ✓ Energización de la Subestación y la Estación Elevadora. 15 de octubre de 2025.
 - ✓ Comisionamiento con energía. 15 de octubre de 2025.
 - ✓ Operación asistida. A partir de abril 2026 hasta octubre de 2026; y en adelante, entrará en operación comercial.

b) Litigios y arbitrajes.

El Grupo enfrenta litigios catalogados como posibles, para los cuales la gerencia con el soporte de sus asesores legales externos e internos, estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para el Grupo y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera.

Litigios calificados como eventuales o posibles:

Los principales litigios que tiene el Grupo al 30 de junio de 2025 calificados como eventuales son:

• Colombia.

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

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$337.000.000.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2025, el proceso se encuentra 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.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2025, el proceso continúa su curso frente a la demanda reivindicatoria interpuesta por ASOCUAN. El demandante presentó un recurso 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: \$280.095.862.

1. Acción popular:

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.

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 sobre esta liquidación y que arrojaba un valor mucho menor al contenido en la Resolución de reliquida el alumbrado público. El Grupo 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 al Grupo, por cuanto la obligación de reliquidar de manera unilateral (2 meses) era solamente para la UAESP y esto ocurre pasados 24 meses por lo que el retardo es atribuible a la UAESP.

El recurso de apelación fue admitido ante el Consejo de Estado y atendiendo a la congestión que actualmente tiene la administración de justicia, el Grupo considera poder tener fallo no antes de cinco años.

Por su parte, esta Resolución de la reliquidación del alumbrado público está siendo cobrada por la UAESP vía cobro coactivo al Grupo. En el marco de esta ejecución se presentó póliza de caución en los términos del art. 837-1 del Estatuto Tributario, a efectos de impedir la materialización de órdenes de embargo en contra del Grupo.

La contingencia se califica como posible o eventual, dado que las afirmaciones del Tribunal son controvertibles a nuestro favor ante el Consejo de Estado, y en atención al fallo en contra del Grupo, el porcentaje no supera el 50%.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

2. Litigio cobro coactivo de Alumbrado Público con la UAESP.

Estado actual y situación procesal: al 30 de junio de 2025 se desistió de la demanda presentada contra el auto N° 007 del 4 de septiembre de 2024 que resolvió la objeción a la liquidación del crédito a su vez practicada por auto N° 006 del 3 de junio de 2024, dado dicho acto fue revocado parcialmente vía revocatoria directa por parte de la UAESP. Al 30 de junio se espera que el Tribunal resuelva sobre dicho desistimiento.

Adicionalmente, por Resolución 237 de 2025 la UAESP aprobó el acuerdo de pago propuesto por el Grupo y aceptó el pago inicial por valor de \$84.028.758. No obstante, contra dicho acto se presentó recurso de reposición en punto de los intereses ordenados, este recurso fue resuelto desfavorablemente para el Grupo el 14 de julio de 2025 mediante la resolución N° 463 de 2025. Contra esta decisión, la Compañía evalúa las acciones legales a presentar en contra.

d. Acción Popular de Comepez - Medida cautelar de suspensión de llenado de Embalse El Quimbo.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2025, el Grupo se encuentra 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.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2025, el proceso se encuentra aún en fase probatoria.

f. 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).

Estado actual y situación procesal: Durante el año 2024 se obtuvo sentencia desfavorable de primera instancia contra la que se radicó recurso de apelación. Al 30 de junio de 2025, el Consejo de Estado admitió el recurso de apelación y el proceso ingresó al despacho para fallo de segunda instancia.

g. 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).

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2025 el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila.

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

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$13.090.921 (tasa e intereses).

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2025, el proceso en contra de la liquidación del año 2018 finalizó por declarar probada la excepción de inepta demanda. Al 30 de junio de 2025, el proceso contra las dos liquidaciones del año 2016, y el proceso por el año 2017 siguen pendientes de fallo en segunda instancia, ambos con sentencias desfavorables de primera instancia.

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

Fecha de inicio: 2020.

Pretensión: \$4.609.201 (mayor impuesto, sanción e intereses).

Estado actual y situación procesal: Al corte de junio 30 de 2025 el proceso ingresó al despacho para fallo de segunda instancia.

j. Alfonso Jimenez Cuesta y Otros.

Fecha de inicio: 2010.

Pretensión: \$150.000.000.

Estado actual y situación procesal: En etapa probatoria.

Por auto de 29 de mayo de 2025 el Juzgado requirió a las partes, incluido el Grupo, para presentar los documentos y demás soportes pedidos por los peritos designados para rendir el dictamen, entre los que se encuentran expedientes administrativos de las sanciones objeto de la demanda, facturas y actas de inspecciones. Contra dicho auto se presentó recurso de reposición alegando la imposibilidad material de aportarlos dada su vetustez. Al 30 de junio de 2025 continúa a la espera que el Juzgado resuelva dicho recurso.

k. María Isabel Delgadillo y Otros.

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: \$2.222.742.172.

Estado actual y situación procesal: En fase probatoria desde el 18 de enero de 2022.

El 16 de mayo de 2025 el Juez otorgó a la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EAAB), la Corporación Autónoma Regional (CAR) y el Grupo, una prórroga de 3 meses adicionales, contados a partir del 13 de julio de 2025, para presentar los dictámenes de contradicción. Teniendo en cuenta lo anterior, los dictámenes de contradicción se deberán presentar el 14 de octubre de 2025.

l. Jesús María Fernandez y Olga Patricia Pérez Barrera (Predio La Mina)

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$24.673.189.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2025 el proceso continúa al despacho para fallo de primera instancia.

m. Consalt Internacional.

Fecha de inicio: 2022.

Pretensión: \$14.234.784.

Estado actual y situación procesal: El 22 y 23 de enero de 2025 se llevaron a cabo las audiencias de contradicción de los dictámenes periciales financieros aportados por las Partes, con lo cual se culminó

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

la etapa probatoria del trámite de la referencia. El 11 de marzo de 2025 se celebró la audiencia de alegatos de conclusión, en el que las Partes rindieron sus alegaciones de conclusión.

El 28 de abril de 2025, se emitió el laudo arbitral favorable para el Grupo, en el marco del trámite en el que Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó demanda de reconvención en contra de Consalt International, alegando incumplimientos en la ejecución del contrato la devolución del anticipo y la ejecución de la cláusula penal.

El 8 de mayo de 2025, se resolvieron las solicitudes de aclaración y complementación presentadas por Consalt International, contra el laudo arbitral, las cuales fueron negadas por el Tribunal Arbitral en audiencia celebrada en la fecha mencionada.

El 16 de junio de 2025, Consalt International presentó recurso extraordinario de anulación en contra del laudo arbitral proferido.

Mediante comunicación del 24 de junio de 2025, el Tribunal corrió traslado del recurso extraordinario de anulación a Enel Colombia S.A. E.S.P.

n. Acción de reparación directa promovida por Aura Lucia Díaz García y Otros.

Fecha de inicio: 2017

Pretensión: \$20.349.602.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia en fase probatoria ante el Juzgado 7 Administrativo. Mediante auto de fecha 11 de junio de 2025 el Juzgado declaró falta de jurisdicción y ordenó remitir a Garzón. El 13 de junio de 2025 el Grupo presentó recurso contra dicho auto. Al 30 de junio de 2025 el proceso está al despacho para resolver el recurso presentado por el Grupo contra el auto que declaró la falta de jurisdicción.

o. Acción de reparación directa promovida por Antonio Jesús Moreno Vargas y Otros 98.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$15.831.622.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2025, el proceso continúa en fase probatoria de primera instancia.

p. Acción de reparación promovida por Tito Toledo y otros 111.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$33.716.614.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia / al despacho para fallo.

El 27 de marzo de 2025 el Juzgado profirió auto, declarando falta de jurisdicción y ordenó al circuito de Garzón. El grupo presentó recurso de reposición y subsidio de apelación. El 22 de abril fue rechazado el recurso por improcedentes y remite a juzgado 2 civil del circuito de Garzón. Al 30 de junio de 2025 está pendiente de que el Juzgado 2 Civil del Circuito de Garzón defina si asume el proceso o propone conflicto.

q. Acción de reparación directa promovida por Yina Paola Amaya y Otros 132.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$20.706.897.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia, al despacho para fallo.

El 27 de marzo de 2025 el Juzgado profirió auto, declarando falta de jurisdicción y ordenó al circuito de Garzón. El Grupo presentó recurso de reposición y subsidio de apelación. El 22 de abril rechaza recursos por improcedentes y remite a juzgado 1 civil del circuito de Garzón. Al 30 de junio de 2025 está pendiente de que el juzgado 1 Civil del Circuito de Garzón defina si asume el proceso o propone conflicto.

r. Acción de reparación directa promovida por Rosa Helena Trujillo, Otoniel Adames Trujillo y otros 43.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$25.036.414.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2025 se espera fallo de segunda instancia.

s. Acción de reparación directa promovida por Gilberth Paredes y Otros 112.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$16.857.708.

Estado actual y situación procesal: El Tribunal Administrativo profirió fallo de segunda instancia confirmado el fallo de primera que fue favorable para el Grupo, y mediante auto de fecha 12 de junio de 2025 el juzgado ordenó cumplir lo resuelto.

t. Medio de control reparación directa de Ruber Cufiño Hernandez y Otros 252.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$38.117.538.

Estado actual y situación procesal: Al despacho para sentencia de primera instancia.

El 06 de marzo ingresa memorial de la parte actora solicitando que sea remitido por competencia el proceso al Juzgado Segundo Civil del Circuito de Garzón, por falta de jurisdicción, no obstante, el Grupo presentó réplica a esa solicitud.

Al 30 de junio está pendiente pronunciamiento por parte del juzgado respecto a la solicitud de la parte actora de remitir el proceso por competencia a la jurisdicción civil.

u. Medio de control acción de grupo Policarpo Agudelo y Otros (puente paso el Colegio).

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$50.000.000.

Estado actual y situación procesal: En trámite de la segunda instancia.

El 26 de marzo de 2025, se profiere Sentencia de segunda instancia favorable para el Grupo, que confirma la sentencia de primera instancia del 18 de diciembre de 2019 proferida por el Tribunal Administrativo del Huila que negó las pretensiones de la demanda.

Al 30 de junio de 2025 se encuentra al despacho del juzgado de origen, surtiendo Recurso de reposición interpuesto contra el auto del 28 de mayo de 2025, por cuanto no se ha tenido acceso a la liquidación de costas elaborado por la secretaria.

v. Acción de nulidad y restablecimiento del derecho de Jesús Hernán Ramírez Almario y Otros.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$23.979.939.

Estado actual y situación procesal: Al despacho para sentencia de primera instancia.

El 06 de marzo de 2025 ingresó memorial de la parte actora solicitando que sea remitido por competencia al Juzgado Primero Civil del Circuito de Garzón, el Grupo emitió réplica de la solicitud de la parte detractora. A la fecha se espera respuesta por parte del Juzgado.

w. Acción de nulidad y restablecimiento del derecho de Lorena Amaya Betancorth y Otros.

Fecha de inicio: 2021.

Pretensión: \$20.706.897.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2025 el proceso continúa en despacho para sentencia de primera instancia.

x. Proceso declarativo de Inversiones Los Almendros Del Norte Ltda.

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: \$132.191.499.

Estado actual y situación procesal: En fase inicial.

El 28 de febrero de 2025 el Juzgado profirió autos, notificados mediante el cual resolvió: (i) prórroga del plazo para resolver el litigio por 6 meses más, agosto de 2025, (ii) citación de audiencia concentrada para el 8 de julio de 2025. El pasado de 2 de julio de 2025 el Grupo presentó recurso contra el auto que negaba la solicitud de correr traslado del dictamen pericial presentado por la contraparte, y en consecuencia la audiencia del 8 de julio fue aplazada por el Juzgado para el día 13 de julio de 2025, sin embargo, la audiencia no se llevó a cabo debido a la solicitud de aplazamiento presentada por la parte demandante. Actualmente no se ha fijado nueva fecha por parte del despacho.

y. Acción de grupo José Edgar Bejarano.

Fecha de inicio: 2004

Pretensión: \$32.000.000.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2025, el proceso se encuentra pendiente del fallo de segunda instancia.

z. Demanda de reconvencción dentro del Tribunal de Arbitramento Enel Colombia S.A. E.S.P. contra Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A., Mapfre Colombia Vida Seguros S.A. y Mapfre Servicios Exequiales S.A.S.

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: \$24.547.162.

Estado actual y situación procesal: En marzo de 2025, el Grupo hizo el pago de la condena a Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A., Mapfre Colombia Vida Seguros S.A. y Mapfre Servicios Exequiales S.A.S.

Al 30 de junio de 2025, este proceso se encuentra terminado.

aa. Incidente de desacato en el marco de la Sentencia del Rio Bogotá, por la Central Termozipa.

Fecha de inicio: 2022.

Pretensión: Indeterminada.

Estado actual y situación procesal: Dentro del incidente de desacato en contra de los municipios de Tocancipá y Cajicá que existen en cumplimiento de la Sentencia del Rio Bogotá, el Grupo fue vinculada con ocasión de una posible contaminación a fuentes hídricas y suelos de la zona, por una supuesta emisión de cenizas que se atribuyen a la operación de la Central Termozipa y otra empresa de la zona. Si el Tribunal considera que existe una afectación ambiental, en cabeza del Grupo, puede ordenar la suspensión de la operación en la central o imponer condicionarla para la realización de nuevas actividades que mitiguen el riesgo de contaminación, así mismo procederá a determinar en cabeza de quien recae la responsabilidad e imponer sanciones para el Grupo. En caso contrario, procederá a cerrar el incidente de desacato.

Al 30 de junio de 2025, el proceso continúa pendiente de que el Tribunal resuelva la solicitud del Grupo de ampliar el término para presentación del dictamen de contradicción al decretado por el despacho en septiembre del 2022.

Centroamérica.

aa. Proceso de Lesividad 22-2412-1027-CA (Costa Rica).

Fecha de inicio: 2022.

Actor: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Demandado: P.H. Don Pedro S.A.

Pretensión: La declaratoria de nulidad de determinados actos administrativos de fijación tarifaria a plantas de generación eléctrica existentes y el reintegro de los supuestos montos pagados de más por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a P.H. Don Pedro S.A., monto que sería calculado en ejecución de sentencia.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2025, no se han notificado a todas las partes, por lo que no se ha ordenado ninguna actuación adicional, ni se ha emitido resolución reciente para este proceso.

ab. Proceso ordinario agrario expediente 18-000036-0815-AG (Costa Rica).

Actor: Jafet Rojas Picado.

Demandados: P.H. Chucás, S.A. (en adelante “Chucás”) y Mario González Porras.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio del 2025, no existen actuaciones adicionales.

ac. Proceso de Ejecución de Resolución Arbitral-Liquidación de Costas- (Costa Rica)

Actor: PH Chucas, S.A.

Demandado: Instituto Costarricense De Electricidad (ICE).

Estado Actual y situación procesal:

Al 30 de junio de 2025, en espera de la emisión de la resolución por parte del Tribunal Contencioso Administrativo para conferir audiencia al ICE y se pueda referir a la ejecución presentada por PH Chucás, S.A.

ad. Juicio Laboral presentado por Marcelo Juarez (Guatemala).

Fecha de inicio: 2022.

Pretensión: US\$100.000 (Indemnización, ventajas económicas, bono anual otorgado por Enel Guatemala S.A., horas extras y daños y perjuicios).

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2025, el proceso continúa al despacho para fallo.

ad. Demanda contenciosa administrativa de plena jurisdicción, presentada ante la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia, en contra de la Resolución AN No.18183-CS de 26 de enero de 2023, dictada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (Panamá)

Demandante: Enel Fortuna S.A.

Estado Actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2025, debido a que la resolución de la acción de amparo planteada ante la Corte de Constitucionalidad fue dictada en sentido desfavorable para el Grupo, según fue notificado el 22 de abril de 2025, se espera que el Juzgado dicte el auto de liquidación de costas para proceder con el pago conforme a la sentencia dictada el 27 de octubre de 2022 por la Sala de la Corte de Apelaciones.

ae. Proceso Civil Ordinario de Mayor Cuantía ante el Juzgado Décimo Tercero De Circuito Civil Del Primer Circuito Judicial De Panamá - Solicitud de Ejecución Complementaria.

Demandante: Roberto Linares Tribaldos

Pretensión: Cobro de Costas Legales por la suma de US\$544,422.71

Mediante Sentencia N° 20 de 21 de abril de 2016 emitida por el Juzgado Décimo Tercero de Circuito, ramo civil de la provincia de Panamá, se declaró no probada la pretensión del Sr. Linares de una Indemnización por US\$11M por parte de Enel Fortuna, S.A., que ocupaba las tierras donde se encuentra el embalse de la planta hidroeléctrica Fortuna; ya que las tierras inundadas se encuentran tituladas bajo su propiedad. La sentencia fue apelada y fallada en su contra. De igual forma se fue en casación civil donde también se mantuvo la sentencia original en su contra.

Producto de los actos litigiosos del Sr. Linares, la misma sentencia condenó al señor Roberto Jose Linares Tribaldos a pagar a favor del Grupo, la suma de Cuatrocientos Setenta Y Seis Mil Ochocientos Cincuenta Y Siete Balboas Con 14/100 (B/.476,857.14), en concepto de costas de primera instancia, más los gastos del proceso, que serían liquidados por la secretaría del Juzgado de origen.

Por razón del recurso de apelación, se condena en costas de segunda instancia al demandante, las cuales se fijan en la suma De Doscientos Balboas Con 00/100 (B/.200.00). De igual forma, resolvió aprobar en todas sus partes la liquidación efectuada por el Secretario del Despacho, a favor de la parte demandante.

Estado actual y situación procesal:

El Juzgado Décimo Tercero de Circuito Civil del Primer Circuito Judicial de Panamá, mediante auto No. 2061/73697-11 de 14 de agosto de 2023, decretó embargo en contra de Roberto José Linares Tribaldos hasta la concurrencia de US\$544,422.71, desglosados así: Capital US\$476,857.14, Costa de recursos US\$300.00, Certificaciones de sociedades US\$80.00, Costas de ejecución US\$67,185.57.

A la fecha el Grupo está realizando gestiones y solicitudes ante el Juzgado para ejecutar la liquidación efectuada por el Secretario del Despacho. Paralelamente se están gestionando autorizaciones internas para negociar con la contraparte y llegar a un acuerdo relacionado con las costas antes indicadas.

31. Sanciones

En el periodo comprendido entre el 31 de diciembre de 2024 al 30 de junio de 2025, el Grupo tiene en curso las siguientes sanciones:

Sanciones ambientales

- a) La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra el Grupo por \$2.503.259, por el presunto incumplimiento a la licencia ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto hidroeléctrico El Quimbo (en adelante “PHEQ”). Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, correspondió por reparto al Tribunal Administrativo de Cundinamarca con radicado 2017-348.

Al 30 de junio de 2025, el proceso continúa al despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

- b) La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó al Grupo por \$758.864, por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del PHEQ), la sanción fue disminuida a \$492.700, sin embargo a la fecha acumula \$434.068 de intereses cobrados por la autoridad. Se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (acciones judiciales), en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 2017-247.

Al 30 de junio de 2025, el proceso se encuentra en despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

- c) El 12 de enero de 2018 el Grupo fue notificado sobre las resoluciones No. 3567, 3568 y 3569 del 4 de diciembre, 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.

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

Como consecuencia de lo anterior la Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena (CAM) impuso dos (2) sanciones consistentes en una multa de \$50.670 cada una.

Al 30 de junio de 2025, el proceso se encuentra al Despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

- d) Resolución N°. 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 N° 1589 del 29 de junio de 2022 la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena, declaró responsable al Grupo y al señor Rubén Darío Mosquera Sierra de los cargos formulados en el auto N° 081 de fecha 29 de agosto de 2019, relacionados con el aprovechamiento forestal indebido de ciertos individuos arbóreos, en consecuencia, de lo anterior, al Grupo le fue impuesta una multa por valor de \$540.470. Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho que correspondió por reparto al Juzgado 3 Administrativo del Huila con radicado 2023-179.

Al 30 de junio de 2025, el proceso continúa al despacho del Juzgado 3 Administrativo de Neiva para sentencia de primera instancia.

- e) Resolución 3607 del 14 de diciembre de 2022, 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 al Grupo, 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. La sanción impuesta al Grupo es de \$363.262. Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho que correspondió por reparto al Juzgado 4 Administrativo de Neiva con radicado 2023-220. El 5 de mayo de 2025 se practicaron pruebas, se cerró el debate probatorio y se corrió traslado para alegar. El 14 de mayo de 2025 el Grupo presentó alegatos y el 21 de mayo de 2025 el proceso ingresó al Despacho para fallo.

Al 30 de junio de 2025, el proceso se encuentra al despacho para sentencia de primera instancia.

- f) Resolución N° 2835 de 2023, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N° 00427 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

Antecedentes: La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA, dio inicio un proceso sancionatorio contra el Grupo, por la supuesta infracción ambiental de no actualizar el plan de contingencia, obligación establecida en la licencia ambiental, la sanción es por un valor de \$141.052.

Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho que correspondió por reparto al Juzgado 3 Administrativo de Bogotá con radicado 2024-377.

A corte del 30 de junio de 2025 se encuentra pendiente que el Consejo de Estado defina el competente para asumir el proceso.

- g) Resolución No. 00069 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 00597 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

Antecedentes: La autoridad Nacional de Licencia Ambientales, inició un proceso sancionatorio contra el Grupo, por una supuesta infracción ambiental, pues dicha autoridad, considera que el Grupo no

cumplió con la obligación establecida en la licencia ambiental, respecto a la concertación de los frentes de aprovechamiento forestal. El valor de la sanción corresponde a \$47.333.801.

El 27 de marzo de 2025, se radicó la demanda y fue admitida el 9 de junio de 2025, a la fecha se encuentra en proceso de notificación a la ANLA.

- h) El Grupo fue notificado de la Resolución No. 1931 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 3133 del 28 de diciembre de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

Antecedentes: Mediante esta resolución N° 1931 de 2024, la ANLA confirmó la sanción contra el Grupo. El valor de la sanción corresponde a \$182.030.

El 17 de febrero de 2025 se radicó demanda ante los juzgados administrativos de Bogotá, a la fecha continúa para pronunciamiento del despacho frente a la admisión de la demanda.

- i) El día 28 de febrero de 2025, el Grupo fue notificado de las siguientes resoluciones expedidas en el marco de procedimientos sancionatorios adelantados por la Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena - CAM:

1. Resolución 4706 del 18 de diciembre del 2024, mediante la cual se impone multa a \$143.301, por el presunto incumplimiento a la medida de compensación impuesta por la autoridad ambiental por aprovechamiento forestal, que consistía en la siembra de 2145 plántulas. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 3543 de 17 de noviembre de 2023. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial, la cual fue asignada bajo el radicado N° 2025-278326, y al 30 de junio de 2025 se encuentra pendiente la fijación de fecha para la realización de la audiencia.

2. Resolución 4761 del 20 de diciembre del 2024, mediante la cual se impone multa de \$143.301, por no realizar la medida de compensación impuesta consistente en la siembra y mantenimiento de 690 individuos forestales. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 3539 del 18 de noviembre de 2023. El 20 de junio de 2025 se presentó solicitud de conciliación prejudicial ante la Procuraduría judicial Administrativa. Al 30 de junio de 2025 se encuentra pendiente que se emita auto admisorio y se fije fecha para la realización de la audiencia de conciliación.

3. Resolución 4719 del 19 de diciembre del 2024, mediante la cual se impone multa de \$143.301, por no realizar la medida de compensación impuesta consistente en la siembra y mantenimiento de 395 individuos forestales. Esta resolución resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N°3544 de 18 de noviembre de 2023. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial, la cual fue asignada bajo el radicado N° 2025-278539, y se fijó fecha para su realización el 16 de julio de 2025.

4. Resolución N° 4729 del 19 de diciembre de 2024, mediante la cual se impone multa de \$532.263, por no realizar la medida de mitigación impuestas consistente en la siembra técnica. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 3542 de 18 de noviembre de 2023. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial, la cual fue asignada bajo el radicado N° 2025-278699, y se fijó fecha para su realización el 19 de agosto de 2025.

5. Resolución 4850 del 24 de diciembre del 2024, mediante la cual se impone multa de \$532.263, por no realizar la medida de compensación impuesta consistente en la siembra y mantenimiento de individuos forestales. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N°.3484 de 17 de noviembre de 2023. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial, la cual fue asignada bajo el radicado N° 2025-278851, quedando pendiente la fijación de fecha para su realización.

- j) El día 10 de marzo de 2025, el Grupo fue notificado de la Resolución N° 320 de 17 de febrero de 2025, mediante la cual se impone multa de \$143.301, por no realizar la medida de compensación impuestas consistente en la siembra y mantenimiento de 940 individuos forestales. Esta resolución resolvió el

recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N° 3538 de fecha 18 de noviembre de 2023. El 20 de junio de 2025 se presentó solicitud de conciliación prejudicial ante la Procuraduría judicial Administrativa.

Al 30 de junio de 2025 se encuentra pendiente se emita auto admisorio y se fije fecha para la realización de la audiencia de conciliación.

- k) El 07 de abril de 2025, el Grupo fue notificado de las siguientes resoluciones a través de las cuales la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM- impone sanciones por el presunto incumplimiento a medidas de compensación impuestas por la por aprovechamiento forestal:

1. Resolución N° 4921 de fecha 27 de diciembre de 2024, mediante la cual se impone una multa de \$539.384. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N°. 3477 de 17 de noviembre de 2023. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial, la cual fue asignada bajo el radicado N° 2025-279229, quedando pendiente la fijación de fecha para su realización.
2. Resolución N° 4922 de fecha 27 de diciembre de 2024, mediante la cual se impone una multa de \$532.263. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 3480 del 17 de noviembre de 2023. El 24 de junio de 2025 se presentó solicitud de conciliación prejudicial ante la Procuraduría judicial Administrativa. Al 30 de junio de 2025 se encuentra pendiente se emita auto admisorio y se fije fecha para la realización de la audiencia de conciliación.
3. Resolución N° 4923 de fecha 27 de diciembre de 2024, mediante la cual se impone una multa de \$532.263, por incumplimiento con la siembra de 3350 plántulas. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N° 3489 de 17 de noviembre de 2023. El 25 de junio de 2025 se presentó solicitud de conciliación prejudicial ante la Procuraduría judicial Administrativa. Al 30 de junio de 2025 se encuentra pendiente se emita auto admisorio y se fije fecha para la realización de la audiencia de conciliación.

- l) El 30 de abril de 2025, el Grupo fue notificado de la Resolución N° 4924 de fecha 27 de diciembre de 2024, mediante la cual la CAM impone una multa de \$532.263. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N° 3536 del 17 de noviembre de 2023. El 24 de junio de 2025 se presentó solicitud de conciliación prejudicial ante la Procuraduría judicial Administrativa.

Al 30 de junio de 2025 se encuentra pendiente se emita auto admisorio y se fije fecha para la realización de la audiencia de conciliación.

Las sanciones señaladas serán objeto de demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, las cuales se estiman presentar antes del vencimiento de término.

Sanciones por incumplimientos regulatorios:

- a) El 11 de julio de 2022, mediante la Resolución N° SSPD 20222400660655 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por \$700.000 por considerar que el Grupo incumplió el código de medida respecto al cliente Gran Tierra Energy Ltda. por acumular tres fallas en el sistema de medida en un periodo de un año. Contra la sanción se interpuso el recurso de reposición ante la misma SSPD; esta entidad mediante la Resolución N° SSPD 20232400403065 del 21 de julio de 2023 resolvió confirmar la sanción contra el Grupo, y este no fue notificado correctamente de esta decisión, por consiguiente, se presentó acción de tutela con radicado 11001310302720230043800, la cual tuvo fallo por parte del juzgado 27 civil de circuito de Bogotá el 15 de agosto de 2023 concediendo el amparo solicitado. Sin embargo, esta decisión fue revocada el 28 de noviembre de 2023 por el Tribunal Superior de Bogotá. La multa fue pagada el 25 de octubre de 2023.

El 11 de enero de 2024 se presentó demanda de nulidad y restablecimiento en contra de la sanción.

A través del auto proferido el pasado 01 de agosto de 2024, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca declaró la falta de competencia para conocer del trámite y, en consecuencia, ordenó la remisión del expediente al Tribunal Administrativo del Putumayo, desde el 22 de agosto de 2024 se encuentra al Despacho para su calificación.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

Al 30 de junio de 2025 el proceso continúa al Despacho a la espera de su calificación.

- b) El 19 de julio de 2022, mediante la Resolución No. SSPD 20222400666425 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de COP \$242.459, por considerar que, durante el mes de mayo de 2020, el Grupo incumplió normatividad sobre la medición del consumo y facturó a 53.339 usuarios el servicio de energía eléctrica con base en consumos estimados sin haber acreditado que ello no ocurrió como consecuencia de su acción u omisión. Contra la sanción, se interpuso recurso de reposición ante la misma SSPD, en respuesta, la entidad mediante Resolución No SSPD 20232400436065 del 3 de agosto de 2023 resolvió modificar la sanción impuesta dejando un valor a pagar de \$237.422.

La multa fue pagada el 23 de agosto de 2023 y el 11 de enero de 2024 se presentó demanda nulidad y restablecimiento en contra de la referida sanción. El 13 de agosto de 2024 fue admitida la demanda, y en noviembre de 2024 el proceso continúa al despacho.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como remoto 10%.

Al 30 de junio de 2025 se encuentra al despacho para admisión de la demanda.

- c) El día 27 de septiembre de 2024, mediante Resolución SSPD 20242400587125, la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con multa por valor de \$433.333, por considerar que el Grupo incumplió lo establecido en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 y el numeral 5.2 del Anexo General de la Resolución CREG 015, toda vez que incurrió en una falla en la prestación del servicio de energía eléctrica al superar el límite de 360 horas de la duración -DIU-, de la interrupción que percibieron sus usuarios en 5.268 casos, en el periodo comprendido entre agosto de 2021 y agosto de 2023. Sobre esta decisión se interpuso recurso de reposición a través de radicado 20245294562882 del 15 de octubre de 2024.

Al 30 de junio de 2025 la Superintendencia no ha resuelto el respectivo recurso por lo que la sanción no se encuentra en firme.

32. Mercado de derivados energéticos

Generación

En mayo de 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social del Grupo, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Al 30 de junio de 2025, existen contratos de venta y compra de futuros de energía vigentes por 40,68 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación.

A su vez, en lo corrido del año al 30 de junio de 2025 se liquidaron 12,60 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 de 2025 ascienden en efectivo a \$3.513.088 y en a TES \$1.045.207 los cuales están a disposición de Enel Colombia S.A. E.S.P., pero como parte de su operación Trading, deben ser mantenidos como montos mínimos como efectivo y equivalente al efectivo.

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

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, el Grupo, intentando mitigar el riesgo de exposición a bolsa de su mercado regulado con una mayor cobertura, ha participado activamente en este mecanismo de derivados energéticos desde la primera subasta organizada por el promotor el pasado 19 de octubre 2022 con destino a atender el mercado regulado.

Al 30 de junio de 2025, existen contratos de compra de futuros de energía vigentes por 2,5 GWh, con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación. A su vez, desde el 1 de enero de 2025 al 30 de junio de 2025 se han liquidado 3,6 GWh.

Las operaciones de futuros son respaldadas por garantías las cuales al 30 de junio de 2025 ascienden en efectivo a \$234.072.740, los cuales están a disposición de Enel Colombia S.A. E.S.P., pero como parte de su operación.

Al 30 de junio de 2025 la valoración de Trading para Enel Colombia S.A. E.S.P. cierra así:

	Operación	MTM	No. Operaciones
Generación	Negocio	\$ 1.080.464	23
		\$ 1.080.464	23

33. 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.

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 2025:

Activos financieros (1)		Valor en libros	Valor razonable
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto		\$ 2.289.081.748	\$ 2.292.044.554
Total de activos financieros		\$ 2.289.081.748	\$ 2.292.044.554
Pasivos financieros (2)		Valor en libros	Valor razonable
Préstamos bancarios		\$ 7.184.074.280	\$ 7.625.272.511
Bonos emitidos		1.541.806.298	1.528.251.146
Obligaciones por leasing		296.278.733	258.742.955
Total de pasivos		\$ 9.022.159.311	\$ 9.412.266.612
Activos no financieros (3)		Valor en libros	Valor razonable
Bonos de Carbono		\$ 46.979.817	\$ 101.803.490
Total de activos no financieros		\$ 46.979.817	\$ 101.803.490

A continuación, se presenta los activos y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable al 31 de diciembre de 2024:

Activos financieros (1)		Valor en libros	Valor razonable
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto		\$ 2.226.124.796	\$ 2.229.441.025
Total de activos financieros		\$ 2.226.124.796	\$ 2.229.441.025

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

Activos financieros (1)		Valor en libros	Valor razonable
Pasivos financieros (2)		Valor en libros	Valor razonable
Préstamos bancarios		\$ 8.095.165.099	\$ 8.468.550.901
Bonos emitidos		1.745.170.339	1.738.724.891
Obligaciones por leasing		300.478.070	263.299.796
Total de pasivos		\$ 10.140.813.508	\$ 10.470.575.588
Activos no financieros (3)		Valor en libros	Valor razonable
Bonos de Carbono		\$ 40.226.437	\$ 95.040.110
Total de activos no financieros		\$ 40.226.437	\$ 95.040.110

- (1) El Grupo evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de junio de 2025, 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.

Las obligaciones y arrendamientos financieros se catalogan dentro del nivel 2 de jerarquía, dado que, se pueden llegar a negociar o tranzar en mercados activos a precios de mercado en la fecha de medición. El valor razonable se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares. El Grupo emplea las tasas de descuento de la curva cero cupones 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 2025, el Grupo no presenta en su estado de situación financiera intermedio condensado consolidado activos o pasivos financieros medidos por su valor razonable.

- (2) Al 30 de junio de 2025, se tienen reconocidos bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de \$101.803.490 corresponden 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 a septiembre de 2023 por reducción de emisiones CO2 por \$23.674.181, 1.125.980 certificados emitidos en diciembre 2024 por reducción de emisión CO2 por \$16.719.309, 1.125.980 certificados emitidos a marzo de 2025 por reducción de emisiones CO2 por \$357.551 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Darío Valencia Samper, Salto II Tequendama, y 230.906 certificados emitidos a junio de 2025 por reducción de emisiones CO2 por \$6.395.829 de las centrales La Loma y Fundación. Así mismo, se han realizado ventas de certificados CO2 con impacto en el inventario por \$(54.823.673) (Ver Nota 9).

34. Categorías de activos y pasivos financieros

Las categorías bajo NIIF 9 de los activos y pasivos financieros son las siguientes:

Activos Financieros	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 1.302.068.948	\$ -	\$ 1.263.347.284	\$ -
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	2.228.675.799	60.405.949	2.170.927.317	55.197.479
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	13.906.703	-	19.169.872	-
Otros activos financieros	46.306.839	343.693.406	25.355.956	378.564.608

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Activos Financieros				
Total Activos Financieros a Costo Amortizado	\$ 3.590.958.289	\$ 404.099.355	\$ 3.478.800.429	\$ 433.762.087
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros activos financieros	19.214.296	67.903	2.545.921	163.700
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	\$ 19.214.296	\$ 67.903	\$ 2.545.921	\$ 163.700
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	15.714.074	-	50.385.716	18.716.231
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 15.714.074	\$ -	\$ 50.385.716	\$ 18.716.231
	Al 30 de junio de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Pasivos Financieros				
Costo Amortizado				
Otros pasivos financieros	\$ 1.539.677.239	\$ 7.482.482.072	\$ 2.040.918.585	\$ 8.099.894.923
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	2.436.332.961	372.236.170	2.214.971.726	200.110.384
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	2.250.306.345	113.726.981	263.610.890	247.174.332
Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado	\$ 6.226.316.545	\$ 7.968.445.223	\$ 4.519.501.201	\$ 8.547.179.639
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros pasivos financieros	15.383.756	-	2.832.573	-
Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 15.383.756	\$ -	\$ 2.832.573	\$ -

35. Segmentos de Operación

Enel Colombia S.A. E.S.P. y filiales, se han organizado internamente por segmentos operativos, que han sido definidos con base en la NIIF 8 Párrafo 9, que tiene como punto de partida, la segregación que solicitan los organismos decisorios del Grupo 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 del Grupo, revisan los informes internos periódicamente.

En consecuencia, el Grupo ha definido los siguientes segmentos operativos, cuyos principales productos, servicios y operaciones son como se describen a continuación:

N°	SEGMENTO	OPERACIÓN
1	Generación	- Generación de energía. - Comercialización de gas. - Comercialización de bonos de carbono.
2	Distribución	- Distribución y comercialización de Energía. - Servicio de alumbrado público (infraestructura). - 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 2025.

La información financiera de los segmentos se determina aplicando a cada uno de ellos las políticas generales del Grupo descritas en el capítulo correspondiente.

A continuación, la información financiera por segmentos:

Resultados por segmentos para el periodo	Segmentos al 30 de junio de 2025			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
enero - junio de 2025				
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 3.678.747.542	\$ 4.414.633.602	\$ (131.293.666)	\$ 7.962.087.478
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	(367.863.249)	(119.740.227)	487.603.476	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 3.310.884.293	\$ 4.294.893.375	\$ 356.309.810	\$ 7.962.087.478

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

Resultados por segmentos para el periodo

enero - junio de 2025	Segmentos al 30 de junio de 2025			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Aprovisionamientos y servicios	(1.314.789.616)	(2.424.047.586)	108.311.130	(3.630.526.072)
Depreciación y amortización	(284.205.707)	(281.141.111)	-	(565.346.818)
Gastos de personal	(135.175.001)	(165.792.482)	-	(300.967.483)
Otros ingresos (costos)	(119.278.221)	(207.679.002)	22.982.537	(303.974.686)
Ingresos financieros	47.469.952	57.186.670	(20.224.451)	84.432.171
Gastos financieros	(363.244.539)	(433.258.286)	20.224.451	(776.278.374)
Diferencias en Cambio	12.729.621	(2.579.138)	-	10.150.483
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	110.132.344	(1.810.957)	(113.883.623)	(5.562.236)
Resultado de otras inversiones	109.307.356	-	(109.307.356)	-
Resultados en venta y disposición de activos	(600.649)	(524.623)	-	(1.125.272)
Otros rubros no monetarios:	\$ 11.646.018	\$ (30.477.712)	\$ -	\$ (18.831.694)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	11.646.018	(30.477.712)	-	(18.831.694)
Utilidad antes de impuestos	\$ 1.384.875.851	\$ 804.769.148	\$ 264.412.498	\$ 2.454.057.497
Gasto por impuesto de renta	(496.529.243)	(330.881.145)	-	(827.410.388)
Utilidad neta	\$ 888.346.608	\$ 473.888.003	\$ 264.412.498	\$ 1.626.647.109

Resultados por segmentos para el periodo

enero - junio de 2024	Segmentos al 30 de junio de 2024			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 3.915.354.710	\$ 4.464.285.969	\$ (113.880.105)	\$ 8.265.760.574
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	120.023.534	332.005.306	(452.028.840)	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 4.035.378.244	\$ 4.796.291.275	\$ (565.908.945)	\$ 8.265.760.574
Aprovisionamientos y servicios	(1.962.402.628)	(2.501.546.501)	89.560.455	(4.374.388.674)
Depreciación y amortización	(245.663.594)	(297.826.383)	-	(543.489.977)
Gastos de Personal	(126.978.305)	(155.960.563)	-	(282.938.868)
Otros ingresos (costos)	(197.789.118)	(90.959.980)	24.319.650	(264.429.448)
Ingresos financieros	52.049.890	81.175.373	(18.909.893)	114.315.370
Gastos financieros	(309.545.827)	(346.010.752)	18.909.893	(636.646.686)
Diferencias en Cambio	(12.957.812)	(5.732.997)	-	(18.690.809)
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	57.844.533	(2.223.082)	(58.958.047)	(3.336.596)
Resultado de otras inversiones	41.123.148	-	(41.123.148)	-
Resultados en venta y disposición de activos	75.815	(3.918.602)	-	(3.842.787)
Otros rubros no monetarios:	\$ 298.451	\$ (24.865.463)	\$ -	\$ (24.567.012)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	298.451	(24.865.463)	-	(24.567.012)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	\$ 1.331.432.797	\$ 1.448.422.325	\$ (552.110.035)	\$ 2.227.745.087
Gasto por impuesto de renta	(331.000.562)	(392.282.935)	-	(723.283.497)
Utilidad (pérdida) neta	\$ 1.000.432.235	\$ 1.056.139.390	\$ (552.110.035)	\$ 1.504.461.590

Posición Financiera por segmentos al 30 de junio de 2025

Posición Financiera por segmentos al 30 de junio de 2025	Segmentos al 30 de junio de 2025			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 17.318.420.616	\$ 7.548.262.564	\$ (255.290.254)	\$ 24.611.392.926
Activos Intangibles	945.249.190	300.389.822	-	1.245.639.012
Cuentas por cobrar	1.947.545.955	1.462.660.191	(1.107.217.695)	2.302.988.451
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.594.671.707	22.280.180	(4.609.048.243)	7.903.644
Otros Activos	2.299.778.524	796.453.136	(5.366.946)	3.090.864.714
Total Activos Operativos	\$ 27.105.665.992	\$ 10.130.045.893	\$ (5.976.923.138)	\$ 31.258.788.747
Pasivos financieros	4.281.210.687	4.756.332.380	-	9.037.543.067
Cuentas por pagar	4.081.901.881	2.197.917.271	(1.107.216.695)	5.172.602.457
Provisiones	977.984.825	63.691.003	-	1.041.675.828
Otros Pasivos	1.066.092.844	594.848.165	-	1.660.941.009
Total Pasivos Operativos	\$ 10.407.190.237	\$ 7.612.788.819	\$ (1.107.216.695)	\$ 16.912.762.361

Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2024

Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2024	Segmentos al 31 de diciembre de 2024			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 17.240.462.173	\$ 6.745.323.287	\$ -	\$ 23.985.785.460
Activos Intangibles	1.060.872.181	320.697.329	-	1.381.569.510
Cuentas por cobrar	2.055.864.130	1.435.323.438	(1.245.892.900)	2.245.294.668
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.906.035.139	48.816.932	(4.916.660.394)	38.191.677
Otros Activos	1.935.964.048	1.308.739.941	-	3.244.703.989
Total Activos Operativos	\$ 27.199.197.671	\$ 9.858.900.927	\$ (6.162.553.294)	\$ 30.895.545.304

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

Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2024	Segmentos al 31 de diciembre de 2024			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Pasivos financieros	5.007.032.212	5.136.613.869	-	10.143.646.081
Cuentas por pagar	3.315.206.819	856.553.413	(1.245.892.900)	2.925.867.332
Provisiones	941.071.597	56.469.981	-	997.541.578
Otros Pasivos	1.100.551.489	486.946.383	-	1.587.497.872
Total Pasivos Operativos	\$ 10.363.862.117	\$ 6.536.583.646	\$ (1.245.892.900)	\$ 15.654.552.863

Resultados por segmentos para el periodo	Ubicación Geográfica al 30 de junio de 2025					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
enero - junio de 2025						
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 7.303.523.914	\$ 41.993.402	\$ 496.916.967	\$ 250.946.862	\$ (131.293.667)	\$ 7.962.087.478
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter-segmentos	(487.603.476)	-	-	-	487.603.476	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 6.815.920.438	\$ 41.993.402	\$ 496.916.967	\$ 250.946.862	\$ 356.309.809	\$ 7.962.087.478
Aprovisionamientos y servicios	(3.456.375.170)	(162.269)	(130.437.715)	(151.862.049)	108.311.131	(3.630.526.072)
Depreciación y amortización	(460.257.852)	(15.821.007)	(60.714.688)	(28.553.271)	-	(565.346.818)
Gastos de Personal	(274.807.589)	(4.671.376)	(11.207.757)	(10.280.761)	-	(300.967.483)
Otros ingresos (costos)	(264.946.221)	(13.797.678)	(28.443.056)	(19.770.268)	22.982.537	(303.974.686)
Ingresos financieros	72.053.489	7.693.397	21.594.465	3.315.271	(20.224.451)	84.432.171
Gastos financieros	(750.534.016)	(12.487.599)	(31.486.993)	(1.994.217)	20.224.451	(776.278.374)
Diferencias en Cambio	17.023.121	(4.065.832)	(2.589.433)	(217.373)	-	10.150.483
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	108.321.387	-	-	-	(113.883.623)	(5.562.236)
Resultado de otras inversiones	-	-	109.307.352	-	(109.307.352)	-
Resultados en venta y disposición de activos	(1.069.605)	-	-	(55.667)	-	(1.125.272)
Otros rubros no monetarios:	\$ (19.217.414)	\$ (143.874)	\$ 590.515	\$ (60.921)	\$ -	\$ (18.831.694)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(19.217.414)	(143.874)	590.515	(60.921)	-	(18.831.694)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	\$ 1.786.110.568	\$ (1.462.836)	\$ 363.529.657	\$ 41.467.606	\$ 264.412.502	\$ 2.454.057.497
Gasto (ingreso)por impuesto de renta	(729.166.799)	(3.790.988)	(87.028.376)	(7.424.225)	-	(827.410.388)
Utilidad (pérdida) neta	\$ 1.056.943.769	\$ (5.253.824)	\$ 276.501.281	\$ 34.043.381	\$ 264.412.502	\$ 1.626.647.109

Resultados por segmentos para el periodo	Ubicación Geográfica al 30 de junio de 2024					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
enero - junio de 2024						
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 7.651.636.756	\$ 36.698.859	\$ 498.602.816	\$ 192.702.248	\$ (113.880.105)	\$ 8.265.760.574
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter-segmentos	452.028.840	-	-	-	(452.028.840)	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 8.103.665.596	\$ 36.698.859	\$ 498.602.816	\$ 192.702.248	\$ (565.908.945)	\$ 8.265.760.574
Aprovisionamientos y servicios	(4.076.469.511)	(192.941)	(274.965.824)	(112.320.853)	89.560.455	(4.374.388.674)
Depreciación y amortización	(446.932.642)	(14.587.275)	(56.530.071)	(25.439.989)	-	(543.489.977)
Gastos de Personal	(256.091.846)	(5.075.111)	(12.081.147)	(9.690.764)	-	(282.938.868)
Otros ingresos (costos)	(226.858.400)	(13.065.797)	(27.770.296)	(21.054.605)	24.319.650	(264.429.448)
Ingresos financieros	105.714.734	7.376.191	17.046.350	3.087.988	(18.909.893)	114.315.370
Gastos financieros	(604.274.725)	(15.664.835)	(33.911.925)	(1.705.094)	18.909.893	(636.646.686)
Diferencias en Cambio	(19.422.447)	485.828	435.078	(189.268)	-	(18.690.809)
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	55.621.451	-	-	-	(58.958.047)	(3.336.596)
Resultado de otras inversiones	-	-	41.123.148	-	(41.123.148)	-
Resultados en venta y disposición de activos	(3.977.252)	-	-	134.465	-	(3.842.787)
Otros rubros no monetarios:	\$ (24.364.145)	\$ (109.150)	\$ 29.412	\$ (123.129)	\$ -	\$ (24.567.012)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(24.364.145)	(109.150)	29.412	(123.129)	-	(24.567.012)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	\$ 2.606.610.813	\$ (4.134.231)	\$ 151.977.541	\$ 25.400.999	\$ (552.110.035)	\$ 2.227.745.087
Gasto (ingreso)por impuesto de renta	(679.147.069)	140.845	(38.631.361)	(5.645.912)	-	(723.283.497)
Utilidad (pérdida) neta	\$ 1.927.463.744	\$ (3.993.386)	\$ 113.346.180	\$ 19.755.087	\$ (552.110.035)	\$ 1.504.461.590

Posición Financiera por segmentos	Ubicación Geográfica al 30 de junio de 2025					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 21.589.649.475	\$ 123.231.753	\$ 1.778.341.474	\$ 1.375.460.478	\$ (255.290.254)	\$ 24.611.392.926
Activos Intangibles	589.259.407	139.232.628	474.944.084	42.202.893	-	1.245.639.012
Cuentas por cobrar	2.107.505.565	218.108.437	711.891.407	372.700.737	(1.107.217.695)	2.302.988.451
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	3.167.235.187	697.852.694	751.779.877	84.129	(4.609.048.243)	7.903.644
Otros Activos	2.194.243.522	199.117.165	492.991.202	209.879.771	(5.366.946)	3.090.864.714
Total Activos Operativos	\$ 29.647.893.156	\$ 1.377.542.677	\$ 4.209.948.044	\$ 2.000.328.008	\$ (5.976.923.138)	\$ 31.258.788.747
Pasivos financieros	8.972.096.588	3.792.013	25.745.119	35.909.347	-	9.037.543.067
Cuentas por pagar	4.591.420.929	532.606.287	919.717.250	236.074.686	(1.107.216.695)	5.172.602.457

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

Posición Financiera por segmentos	Ubicación Geográfica al 30 de junio de 2025					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Provisiones	1.011.375.839	-	30.299.989	-	-	1.041.675.828
Otros Pasivos	1.385.274.433	35.761.565	233.271.390	6.633.621	-	1.660.941.009
Total Pasivos Operativos	\$ 15.960.167.789	\$ 572.159.865	\$ 1.209.033.748	\$ 278.617.654	\$ (1.107.216.695)	\$ 16.912.762.361

Posición Financiera por segmentos	Ubicación Geográfica al 31 de diciembre de 2024					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 20.397.357.914	\$ 134.973.407	\$ 1.955.696.413	\$ 1.497.757.726	\$ -	\$ 23.985.785.460
Activos Intangibles	635.880.202	163.361.848	532.824.488	49.502.972	-	1.381.569.510
Cuentas por cobrar	2.046.201.833	227.926.736	778.955.486	438.103.513	(1.245.892.900)	2.245.294.668
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	3.384.204.232	756.065.530	814.491.162	91.147	(4.916.660.394)	38.191.677
Otros Activos	2.235.855.221	228.874.379	580.204.730	199.769.659	-	3.244.703.989
Total Activos Operativos	\$ 28.699.499.402	\$ 1.511.201.900	\$ 4.662.172.279	\$ 2.185.225.017	\$ (6.162.553.294)	\$ 30.895.545.304
Pasivos financieros	10.084.107.683	2.388.890	26.327.191	30.822.317	-	10.143.646.081
Cuentas por pagar	2.170.409.707	592.890.035	1.135.788.204	272.672.286	(1.245.892.900)	2.925.867.332
Provisiones	967.319.277	-	30.222.301	-	-	997.541.578
Otros Pasivos	1.262.396.270	37.832.778	279.161.708	8.107.116	-	1.587.497.872
Total Pasivos Operativos	\$ 14.484.232.937	\$ 633.111.703	\$ 1.471.499.404	\$ 311.601.719	\$ (1.245.892.900)	\$ 15.654.552.863

36. Temas relevantes

Constitución sociedad Wind Autogeneración S.A.S.

El 15 de enero de 2025, se constituyó la sociedad Wind Autogeneración S.A.S., cuyo objeto es el uso de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) para la autogeneración y/o producción marginal de energía para su propio consumo, ya sea en el sitio de producción y/o sitios distintos a los de la producción o implementar el consumo de sus vinculados en sitios distintos a los de la producción, de conformidad con lo previsto en el decreto 1403 del 22 de noviembre de 2024, así como las normas que lo complementen, sustituyan o modifiquen.

Fusiones Panamá

El 15 de abril de 2025, quedó inscrita en el registro público de Panamá, la escritura 7.958 del 11 de abril de 2025 contentiva del convenio de fusión por absorción, entre las sociedades Enel Renovables S.R.L. (sociedad absorbente) y Generadora Solar Austral S.A., y Generadora Solar El Puerto S.A. (sociedades absorbidas).

Fusiones Guatemala

El 3 de abril de 2025 quedó inscrita ante el Registro Mercantil General de la República de Guatemala (Registro 42079 Folio 708 libro 135 de sociedades mercantiles), la fusión por absorción de la Compañía Generadora Montecristo, S.A., con la entidad relacionada Generadora de Occidente S.A., por lo que a partir del 1 de mayo de 2025 se materializa la fusión; los activos, pasivos, derechos y obligaciones de Generadora Montecristo, S.A., fueron absorbidos por Generadora de Occidente, S.A., conservando esta última su personería jurídica.

Proceso Consalt International

El 28 de abril de 2025, se emitió el laudo arbitral en el proceso iniciado por Consalt International contra Enel Colombia S.A. E.S.P., en el que se alegaban incumplimientos en la ejecución del contrato, cuyo objeto era "la construcción de la Línea de Alta Tensión del proyecto Windpeshi" y los daños correspondientes durante el proceso. Enel Colombia S.A. E.S.P., presentó demanda de reconvencción en contra de Consalt International, alegando incumplimientos en la ejecución del contrato la devolución del anticipo y la ejecución de la cláusula penal.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

El Tribunal Arbitral negó las reclamaciones de Consalt International. En cuanto a las reclamaciones de Enel Colombia S.A. E.S.P., estas fueron aceptadas y, en consecuencia, se ordenó a Consalt International pagar a favor de Enel Colombia S.A. E.S.P., la suma de US \$3.255.082 más costas y otras por \$1.041.000.

El 8 de mayo de 2025, se resolvieron las solicitudes de aclaración y complementación presentadas por Consalt International, contra el laudo, las cuales fueron negadas por el Tribunal Arbitral. En consecuencia, el laudo queda ejecutoriado y en caso de no pago por parte de Consalt International, Enel Colombia S.A. E.S.P., puede solicitar la ejecución de cobro a través de un proceso ejecutivo.

Venta inversión Colombia ZE S.A.S.

El 28 de mayo de 2025, se cumplieron las condiciones necesarias para el cierre de la operación del contrato de compraventa suscrito con ZEMOBILITY Colombia Holdings S.A.S., mediante el cual enajenó el 20% de las acciones suscritas y en circulación que poseía en la sociedad Colombia ZE S.A.S., completando así la venta total de su participación accionaria en dicha compañía.

Contrato de Crédito European Investment Bank (EIB)

El 20 de junio de 2025, Enel Colombia S.A. E.S.P. suscribió un contrato de crédito con el European Investment Bank (EIB) por un monto de hasta USD 200 millones, equivalentes en pesos colombianos (COP). Este crédito cuenta con una garantía parcial otorgada por SACE (Agencia Italiana de Crédito a la Exportación) y podrá ser desembolsado en un periodo de hasta 24 meses a partir de la fecha de firma del contrato. Los recursos obtenidos serán destinados a financiar la construcción de los parques solares Guayepo III y Atlántico. El contrato contempla los eventos de incumplimiento estándar para este tipo de financiamiento, los cuales podrían dar lugar a la aceleración del crédito. Asimismo, el contrato no contempla mecanismos de repetición frente a terceros.

Litigio cobro coactivo de Alumbrado Público con la UAESP

En el marco del proceso de cobro coactivo No. 004 de 2018, la UAESP mediante Resolución No. 173 del 11 de abril de 2025 ajustó la liquidación del crédito a cargo de Enel Colombia S.A. E.S.P., en la suma de \$280.095.862.

Como consecuencia de lo anterior, el 16 de abril del presente año, Enel Colombia S.A. E.S.P., presentó a la UAESP propuesta de acuerdo de pago dentro del proceso coactivo, acompañada del pago de \$84.028.758, equivalente al 30% del monto total de la deuda, propuesta que fue aceptada por la UAESP mediante Resolución No. 237 del 2025 del 29 de abril de 2025, sobre la cual Enel Colombia S.A. E.S.P., interpuso un recurso de reposición el 14 de mayo de 2025. Posteriormente, el 11 de julio de 2025 la unidad administrativa especial de servicios públicos UASP, mediante la Resolución 463 de 2025, resolvió este recurso de reposición contra la Resolución 237 del 29 de abril de 2025, referente a la actualización financiera de los pagos futuros del acuerdo, ratificando los cálculos financieros de la Resolución 237 del 2025 del 29 de abril de 2025. Por lo anterior Enel Colombia S.A. E.S.P., efectuó el reconocimiento del acuerdo de pago.

Actualmente se está revisando las acciones legales a presentar en contra de la resolución 463 de 2025.

37. Eventos subsecuentes

Venta Compañía Wind Autogeneración S.A.S.

El 7 de Julio de 2025, se dio el cumplimiento de todas las condiciones precedentes para el perfeccionamiento de la venta en favor de Ecopetrol S.A. del 100% de la Compañía Wind Autogeneración S.A.S., sociedad controlada por Enel Colombia S.A. E.S.P., y propietaria del proyecto eólico de energía renovable Windpeshi,

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

ubicado en el departamento de La Guajira. Esta venta se concretó a través de la suscripción de un contrato de compraventa de acciones, previa aprobación de su Junta Directiva en sesión de diciembre de 2024 y del cumplimiento de las condiciones precedentes, incluyendo autorizaciones regulatorias y de competencia.

Contrato de Crédito European Investment Bank (EIB)

Enel Colombia S.A. E.S.P., recibió un desembolso por USD 100 millones (COP 401.644 millones), el 22 de julio de 2025, en el marco del contrato de crédito firmado con el European Investment Bank (EIB) el pasado 20 de junio de 2025. Esta operación cuenta con una garantía parcial otorgada por SACE, la Agencia Italiana de Crédito a la Exportación.

El crédito tiene un plazo de 10 años, con pago de intereses semestral y un esquema de amortización que contempla pagos equivalentes al 2,5% del monto desembolsado entre los años 1 y 8, y el 40% durante los años 9 y 10. Los recursos obtenidos se destinarán a financiar la construcción de los Parques Solares Guayepo III y Atlántico.

Acción Popular Contraloría de Cundinamarca, por alumbrado público en municipios de Cundinamarca

La Contraloría de Cundinamarca interpuso una acción popular contra Enel Colombia S.A. E.S.P., por presuntas vulneraciones a derechos colectivos relacionados con la prestación del servicio de alumbrado público en varios municipios. Se alegó que Enel Colombia S.A. E.S.P. celebró contratos de arrendamiento en lugar de concesión, impidiendo la reversión de infraestructura pública al finalizar los contratos, y consolidó una posición dominante cobrando por uso y modernización sin transferir dichos bienes al patrimonio público.

Mediante sentencia del 23 de julio de 2025, el Juzgado 47 Administrativo de Bogotá encontró que la escritura pública de constitución de Enel Colombia S.A. E.S.P. no presentó inventarios claros de la infraestructura transferida, y que, en consecuencia, no se acreditó la titularidad de las redes, colocando en duda los cobros realizados.

En consecuencia, la autoridad declaró vulnerados derechos a la moralidad administrativa, al patrimonio público y al uso adecuado del espacio público, ordenándole a Enel Colombia S.A. E.S.P. entregar inventarios detallados, cesar cobros no acreditados, permitir la contratación libre por parte de los municipios y abstenerse de actos que puedan obstaculizar decisiones judiciales.

El fallo establece seguimiento judicial trimestral durante un año y no contiene una condena de tipo económico específica.

El litigio judicial no se considera resuelto, teniendo en cuenta que el 30 de julio de 2025 Enel Colombia S.A. E.S.P., presentó solicitud de aclaración, en espera de resolución por parte del juez de primera instancia. Una vez resuelta la solicitud de aclaración, se presentará recurso de apelación para que sea resuelto por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca.



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 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 2025 de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus Filiales (el Grupo), que incorpora la información financiera intermedia consolidada, la cual comprende:

- el estado consolidado de situación financiera al 30 de junio de 2025;
- los estados consolidados de resultados y los estados consolidados del otro resultado integral por los períodos de tres y seis meses que terminaron el 30 de junio de 2025;
- el estado consolidado de cambios en el patrimonio por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2025;
- el estado consolidado de flujos de efectivo por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2025; y
- las notas al reporte.

La administración es responsable por la preparación y presentación de este reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) que incorpora la información financiera intermedia consolidada de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, y por la presentación del reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) según instrucciones de la Superintendencia Financiera de Colombia. Mi responsabilidad consiste en expresar una conclusión sobre el reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) que incorpora la información financiera intermedia consolidada, basada en mi revisión.

Alcance de la revisión

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

KPMG Confidencial

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, no ha llegado a mi conocimiento ninguna cuestión que me haga suponer que el reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL), que incorpora la información financiera intermedia consolidada de Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2025, 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.



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

13 de agosto de 2025