

**ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS
CONDENSADOS CONSOLIDADOS**

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

Al 30 de junio y por los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026.

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

(Con el informe de Revisor Fiscal)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado de Situación Financiera, Intermedio
Al 30 de junio de 2026
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2025)
(En miles de pesos colombianos)

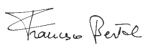
	Nota	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
ACTIVO			
<i>Activo corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	\$ 2.007.466.393	\$ 1.150.701.653
Otros activos financieros	5	85.847.826	111.368.480
Otros activos no financieros	6	179.054.672	166.979.661
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	2.149.986.152	1.874.067.448
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	14.126.843	26.508.160
Inventarios, neto	9	472.608.649	432.278.342
Activos mantenidos para la venta	10	11.661.220	10.046.244
Activos por impuestos de renta	11	62.764.699	109.533.391
Total activo corriente		\$ 4.983.516.454	\$ 3.881.483.379
<i>Activo no corriente:</i>			
Otros activos financieros	5	280.754.545	313.737.347
Otros activos no financieros	6	253.720.486	272.096.240
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	7	83.365.386	187.070.293
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	12	6.905.402	5.791.195
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	13	1.017.343.238	1.135.518.477
Propiedades, planta y equipo, neto	14	25.690.823.421	25.682.689.069
Plusvalía	15	97.161.775	106.006.976
Activos por impuestos diferidos	16	8.409.118	6.344.511
Total activo no corriente		\$ 27.438.483.371	\$ 27.709.254.108
Total activo		\$ 32.421.999.825	\$ 31.590.737.487
Pasivo y patrimonio			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	17	1.089.972.334	1.454.233.377
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	2.377.211.225	2.290.311.556
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	2.906.922.985	173.742.530
Provisiones	19	309.506.318	342.434.551
Pasivos por impuestos	20	383.618.285	244.318.262
Otros pasivos no financieros	21	313.251.905	365.275.722
Provisiones por beneficios a los empleados	22	141.091.017	156.478.155
Total pasivo corriente		\$ 7.521.574.069	\$ 5.026.794.153
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	17	8.275.820.654	8.580.542.467
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	345.528.292	402.257.398
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	67.305.010	89.211.913
Provisiones	19	914.019.828	885.585.554
Provisiones por beneficios a los empleados	22	335.392.955	303.013.610
Pasivos por impuestos diferidos	16	855.389.048	780.642.350
Total pasivo no corriente		\$ 10.793.455.787	\$ 11.041.253.292
Total pasivo		\$ 18.315.029.856	\$ 16.068.047.445

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado de Situación Financiera, Intermedio
Al 30 de junio de 2026
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2025)
(En miles de pesos colombianos)

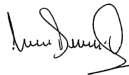
	Nota	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Patrimonio			
Capital emitido	23	\$ 655.222.313	\$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Primas por fusión		5.448.823.679	5.448.823.679
Reservas		1.713.187.364	1.747.392.308
Costos de capital		(6.508.367)	(6.508.367)
Otro resultado integral (ORI)		(399.980.039)	(100.852.291)
Utilidad del periodo		1.773.507.474	3.030.007.352
Utilidades retenidas		1.272.977.475	969.976.740
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		5.791.760.976	6.745.260.119
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		\$ 13.315.761.742	\$ 14.602.593.577
Participaciones no controladoras		791.208.227	920.096.465
Total patrimonio		14.106.969.969	15.522.690.042
Total pasivo y patrimonio		\$ 32.421.999.825	\$ 31.590.737.487

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

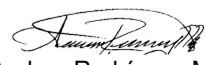
Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados consolidados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de las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


Signed by
FRANCESCO BERTOLI

Francesco Bertoli
Representante Legal


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 2026)


Approved by
Fanny Azucena
Martínez Saba


Approved by
Carlos Eduardo
Puentes Suavita

Clara Martínez Martínez
Approved by Clara
Martínez Martínez

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 el 30 de junio de 2026
(Con cifras comparativas por los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2025)
(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	
		2026	2025	2026	2025
Ingresos de actividades ordinarias	24	\$ 8.253.343.638	\$ 7.962.087.478	\$ 4.443.643.128	\$ 3.905.105.698
Otros ingresos de operación	24	62.369.637	98.937.071	35.130.187	44.292.203
Total, ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de operación		8.315.713.275	8.061.024.549	4.478.773.315	3.949.397.901
Aprovisionamientos y servicios	25	(3.554.870.591)	(3.630.526.072)	(1.977.457.748)	(1.776.350.793)
Margen de contribución		\$ 4.760.842.684	\$ 4.430.498.477	\$ 2.501.315.567	\$ 2.173.047.108
Otros trabajos realizados por el Grupo y capitalizados	13 y 14	100.501.272	87.366.134	52.877.908	43.795.872
Gastos de personal		(317.030.938)	(300.967.483)	(165.706.346)	(153.864.914)
Otros gastos fijos, por naturaleza	26	(460.113.445)	(490.277.891)	(217.286.423)	(307.395.751)
Resultado bruto de operación		4.084.199.573	3.726.619.237	2.171.200.706	1.755.582.315
Depreciaciones y amortizaciones	13 y 14	(600.064.887)	(565.346.818)	(304.240.893)	(285.356.035)
Pérdidas por deterioro		(67.237.304)	(18.831.694)	(46.573.947)	(30.857.310)
Resultado de operación		3.416.897.382	3.142.440.725	1.820.385.866	1.439.368.970
Ingresos financieros		91.448.484	84.432.171	49.351.438	40.310.142
Gastos financieros	27	(660.743.657)	(776.278.374)	(358.755.289)	(471.481.945)
Diferencia en cambio, neto		6.045.705	10.150.483	(3.429.963)	6.454.155
Resultado financiero, neto		(563.249.468)	(681.695.720)	(312.833.814)	(424.717.648)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	12	1.114.207	(5.562.236)	1.327.922	(3.868.970)
Resultados en venta y disposición de activos, neto	28	(4.243.535)	(1.125.272)	(2.932.628)	756.172
Resultados antes de impuesto a las ganancias		2.850.518.586	2.454.057.497	1.505.947.346	1.011.538.524
Gasto por impuestos a las ganancias		(997.152.645)	(827.410.388)	(516.028.863)	(354.190.488)
Utilidad del periodo		\$ 1.853.365.941	\$ 1.626.647.109	\$ 989.918.483	\$ 657.348.036
Utilidad atribuible					
A los accionistas		1.773.507.474	1.540.887.563	953.048.720	621.624.728
Participación no controlada		79.858.467	85.759.546	36.869.763	35.723.308
Resultado del periodo		\$ 1.853.365.941	\$ 1.626.647.109	\$ 989.918.483	\$ 657.348.036
Resultado por acción básica y diluida					
Ganancia por acción básica y diluida		11.910	10.348	6.400	4.174
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.


Signed by FRANCESCO BERTOLI
Francesco Bertoli
Representante Legal


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 2026)

 Approved by
Fanny Azucena
Martínez Saba

 Approved by
Carlos Eduardo
Puentes Suavita

Clara Martínez Martínez
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 al 30 de junio de 2026
(Con cifras comparativas por los periodos de tres y seis meses terminados al 30 de junio de 2025)
(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	
	2026	2025	2026	2025
Resultado del periodo	\$ 1.853.365.941	\$ 1.626.647.109	\$ 989.918.483	\$ 657.348.036
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:				
Pérdidas en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	(13.502)	(95.018)	(2.450)	(11.572)
(Pérdidas) ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(35.490.998)	54.015.106	(69.713.527)	54.414.854
Diferencias en conversión de negocios en el extranjero	(258.431.157)	(267.783.537)	(187.978.261)	(97.916.158)
Otro resultado del periodo, antes de impuestos a las ganancias	(293.935.657)	(213.863.449)	(257.694.238)	(43.512.876)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:				
Pérdidas (ganancias) por coberturas de flujos de efectivo	(7.907.034)	(86.248.171)	3.051.524	(29.427.278)
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	(7.907.034)	(86.248.171)	3.051.524	(29.427.278)
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)	-	(495.486)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	-	(356.229)	-	(495.486)
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	2.714.943	30.270.497	(1.120.552)	10.383.183
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo	2.714.943	30.270.497	(1.120.552)	10.383.183
Total otro resultado integral	(299.127.748)	(270.197.352)	(255.763.266)	(63.052.457)
Resultado Integral Total	\$ 1.554.238.193	\$ 1.356.449.757	\$ 734.155.217	\$ 594.295.579
Utilidad atribuible:				
A los accionistas	1.474.379.726	1.270.690.211	697.285.454	558.572.271
Participación no controlada	79.858.467	85.759.546	36.869.763	35.723.308
Utilidad del periodo	\$ 1.554.238.193	\$ 1.356.449.757	\$ 734.155.217	\$ 594.295.579

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

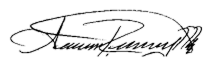
Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados consolidados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de las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


Signed by
FRANCESCO BERTOLI

Francesco Bertoli
Representante Legal


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 2026)


Approved by
Fanny Azucena Martínez Saba


Approved by
Carlos Eduardo Puentes Suavita


Approved by Clara
Martínez Martínez

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 2026
(Cifras comparativas por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2025)
(En miles de pesos colombianos)

	Reservas									Otro resultado integral								
	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	Total patrimonio	Participaciones no controladoras	Total patrimonio	
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)	
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)	
Decrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(188.867.622)	(188.867.622)	
Total 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	
Patrimonio inicial al 01 de enero de 2026	\$ 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	\$ (17.935.506)	\$ (74.384.943)	\$ (8.531.842)	\$ (100.852.291)	\$ 6.745.260.119	\$ 14.602.593.577	\$ 920.096.465	\$ 15.522.690.042	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.773.507.474	1.773.507.474	79.858.467	1.853.365.941	
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.205.593)	(35.490.998)	(258.431.157)	(299.127.748)	-	(299.127.748)	-	(299.127.748)	
Total resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.205.593)	(35.490.998)	(258.431.157)	(299.127.748)	1.773.507.474	1.474.379.726	79.858.467	1.554.238.193	
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(34.204.944)	-	(34.204.944)	-	-	-	-	(2.727.006.617)	(2.761.211.561)	-	(2.761.211.561)	
Decrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(208.746.705)	(208.746.705)	
Total disminución en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(34.204.944)	-	(34.204.944)	(5.205.593)	(35.490.998)	(258.431.157)	(299.127.748)	(953.499.143)	(1.286.831.835)	(128.888.238)	(1.415.720.073)	
Patrimonio final al 30 de junio de 2026	\$ 655.222.313	\$ (6.508.367)	\$ 113.255.816	\$ 5.448.823.679	\$ 354.065.638	\$ 178.127	\$ 212.891.322	\$ 1.146.052.277	\$ 1.713.187.364	\$ (23.141.099)	\$ (109.875.941)	\$ (266.962.999)	\$ (399.980.039)	\$ 5.791.760.976	\$ 13.315.761.742	\$ 791.208.227	\$ 14.106.969.969	

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

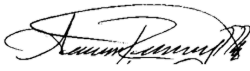
Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados consolidados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de las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


Signed by
FRANCESCO
BERTOLI

Francesco Bertoli
Representante Legal


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 2026)


Approved by
Fanny Azucena
Martínez Saba


Approved by
Carlos Eduardo
Puentes Suavita

Clara Martínez Martínez
Approved by Clara
Martínez Martínez

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 2026
(Cifras comparativas por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2025)
(En miles de pesos colombianos)

	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2026	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025
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	\$ 7.142.992.796	\$ 7.158.703.300
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	107.331.554	114.482.804
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	22.894.270	4.690.245
Otros cobros por actividades de operación	1.489.910.742	1.334.415.711
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(3.020.156.031)	(3.044.282.671)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(260.799.172)	(347.942.803)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(82.325.018)	(103.686.426)
Otros pagos por actividades de operación	(1.167.470.789)	(1.330.746.725)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	4.232.378.352	3.785.633.435
Intereses recibidos	14.342	-
Impuestos a las ganancias pagados	(689.461.708)	(422.073.125)
Otras (salidas) de efectivo	(121.261.473)	(241.903.626)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	3.421.669.513	3.121.656.684
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	-	23.899.720
Compra de propiedades, planta y equipo e intangibles	(1.286.812.472)	(1.338.059.708)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	(12.438.651)	(41.242.734)
Cobros derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	212.597	12.074.653
Intereses recibidos actividades inversión	42.229.773	32.310.893
Otras (salidas) de efectivo	(30.212.660)	(26.485.471)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(1.287.021.413)	(1.337.502.647)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados) en actividades de financiación		
Importes procedentes de préstamos	30.000.000	229.000.000
Pago de préstamos	(728.907.030)	(1.321.871.004)
Intereses pagados financiación	(528.306.549)	(511.142.518)
Intereses pagados por arrendamientos (NIIF16)	(17.115.197)	(1.356.164)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF 16)	(26.098.090)	(34.562.775)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	(17.516.268)	(120.954.173)
Otras entradas de efectivo financiación	10.059.774	15.454.261
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(1.277.883.360)	(1.745.432.373)
Cambio neto de efectivo y equivalentes al efectivo	856.764.740	38.721.664
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	1.150.701.653	1.263.347.284
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	\$ 2.007.466.393	\$ 1.302.068.948

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

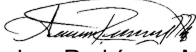
Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados consolidados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de las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


Signed by
FRANCESCO BERTOLI

Francesco Bertoli
Representante Legal


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 2026)


Approved by
Fanny Azucena
Martínez Saba


Approved by
Carlos Eduardo
Puentes Suavita

Clara 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 CONDENSADA

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 2026 de Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (el Grupo), la cual comprende:

- el estado condensado consolidado de situación financiera al 30 de junio de 2026;
- 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 2026;
- el estado condensado consolidado de cambios en el patrimonio por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2026;
- el estado condensado consolidado de flujos de efectivo por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2026; 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

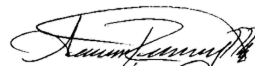
He realizado mi revisión de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410 “Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad”, incluida en las Normas de Aseguramiento de la Información aceptadas en Colombia. Una revisión de información 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

KPMG Confidencial

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 la información financiera intermedia condensada consolidada al 30 de junio de 2026 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 2026

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

Índice

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	41
8.	Saldos y transacciones con partes relacionadas	46
9.	Inventarios, neto.....	51
10.	Activos mantenidos para la venta	53
11.	Activos por impuesto de renta	53
12.	Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas.....	54
13.	Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	55
14.	Propiedades, Planta y Equipo, neto.....	58
15.	Plusvalía.....	63
16.	Impuestos diferidos, neto	63
17.	Otros pasivos financieros	66
18.	Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar.....	71
19.	Provisiones.....	74
20.	Pasivos por impuestos	80
21.	Otros pasivos no financieros	84
22.	Provisiones por beneficios a los empleados	85
23.	Patrimonio	88
24.	Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	89
25.	Aprovisionamientos y servicios	93
26.	Otros gastos fijos, por naturaleza.....	95
27.	Gastos financieros.....	95
28.	Sanciones.....	97
29.	Compromisos y contingencias	104
30.	Mercado de derivados energéticos	115
31.	Resultado en venta y disposición de activos, neto	115
32.	Información sobre valores razonables.....	116
33.	Categorías de activos y pasivos financieros	117
34.	Segmentos de Operación	118
35.	Temas relevantes	121
36.	Eventos Subsecuentes.....	121

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

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 2026 es:

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Américas S.A.	85.394.808	57,345%
Grupo Energía 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 17 de octubre de 2024, inscrito el 21 de enero de 2025 bajo el No.03233099 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. 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., 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., Latamsolar Fotovoltaica Sahagún S.A.S. y Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P. (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 2026 y 31 de diciembre de 2025:

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. (*)	99,99%
Enel Renovable S.R.L. (**)	0,99%
Tecnoguat S.A.	75,00%
Renovables de Guatemala S.A.	99,99%
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	100,00%

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

(*) Cambio en el porcentaje de participación respecto al 31 de diciembre de 2025 (99,19%) producto de la compra de 16.266 acciones que poseía Enel Guatemala S.A. sobre esta compañía.

(**) 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. Chucús 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.: 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 Colpatria Red Multibanca Colpatria S.A. a partir del 27 de noviembre de 2009. Así mismo, continúa explotando de manera conjunta con Scotiabank Colpatria, 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 Intermedios Condensados 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 USD \$27.500.000 representado por 27.500.000 acciones comunes y nominativas de USD \$1.00 cada una. La composición accionaria de Enel Costa Rica CAM S.A., a corte del 30 de junio de 2026, 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. Río 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 y 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 2026.

La composición accionaria de Enel Panama CAM S.R.L. a corte de 30 de junio de 2026 es:

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 Intermedios Condensados 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.

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 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

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

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 2026 Enel Fortuna S.A. tiene un total de 49 empleados permanentes.

La composición accionaria de Enel Fortuna S.A. a corte del 30 de junio de 2026 es:

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 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 2026 es:

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados 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 composición accionaria de Generadora de Occidente S.A. a corte de 30 de junio de 2026 es:

Socios	No. de Acciones	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	2.008.199	99,99995%
Enel Panamá CAM S.R.L.	1	0,0000498%
Total	2.008.200	100%

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

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 2026 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.

- **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

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

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 2026 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.

1.1.1. Capacidad Instalada

El Grupo cuenta con 38 centrales que se describen a continuación:

Colombia

Cuenta con 12 centrales de generación hidráulica, 1 térmica y 5 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	224
Guayepo I&II	Solar	370
Guayepo III	Solar	180
La Loma	Solar	150
Fundación	Solar	100
El Paso	Solar	68

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

Nota: El proyecto solar Atlántico se encuentra en pruebas para entrada en operación comercial.

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

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

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]	País
Chiriquí	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
Río 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 2026 fueron de 20,14 Mm3, manteniendo la presencia en la atención de clientes industriales, mercado regulado y gas natural vehicular en la Costa Atlántica y Bogotá, así como la venta a otros comercializadores y distribuidores.

Para el 2026 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.

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.

Al 31 de diciembre de 2024, 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

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

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. Los recursos invertidos remanentes en la compañía fueron devueltos a los accionistas mediante una distribución anticipada en el mes de noviembre de 2024.

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.

Desde el 1 de diciembre de 2025, Scotiabank Colpatria S.A. (BNS) confirmó el cierre exitoso de la transacción mediante la cual sus operaciones en Colombia, Costa Rica y Panamá y se integran a Davivienda Group S.A., y fortalece su plataforma multilatina. En Colombia y Costa Rica, estos bancos operarán bajo la marca DAVIbank S.A.

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 (FNCER).

En el caso de las OEF, están reguladas a través de distintas resoluciones de la CREG que determinan si las subastas se efectúan sobre plantas existentes o proyectos futuros, como por ejemplo la CREG 101-017 de 2022, que da la opción de participar a las plantas generadoras en base a gas natural, la CREG 101-004 de 2022, que estableció la oportunidad en que se asignarán las OEF del Cargo por Confiabilidad a quienes representen plantas existentes para los 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 FNCER, 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.

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.

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

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 2026:

En enero se publicó el Decreto Legislativo 0044 de 2025 - Medidas por Emergencia Económica (Decreto 1390 del 22 de diciembre de 2025): tuvo como objetivo trasladar de manera directa a las empresas generadoras las dificultades de liquidez Air-e S.A.S. E.S.P., actualmente intervenida. La medida no fue sometida a consulta previa. Introdujo un gravamen del 2,5 % sobre las ganancias de 2025 de los generadores de energía, y una obligación en especie para que las centrales hidroeléctricas suministren el 12% de su energía en el mercado spot. Ante la declaratoria de inexequibilidad del Decreto 1390 del 22 de diciembre de 2025 que declaró una emergencia económica nacional, esta medida pierde validez legal.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, publicó la Resolución CREG 701-115 de 2026, en el que propone la implementación de un mecanismo permanente de participación voluntaria de la demanda en Mercado de Energía Mayorista (MEM). Además, modifica el numeral 2 del Anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 con el fin de detallar la estimación y definición de la línea base de consumo de energía horaria.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó la Resolución CREG 701-116 de 2026 acerca del Régimen convocatorias compra y venta SICEP en modalidad transaccional para la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado. El proyecto establece un nuevo régimen para las convocatorias públicas de compra y venta de energía, así como la creación de un Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP) en su modalidad transaccional y anónima.

Adicional, el Ministerio de Minas y Energía emitió la Resolución MME 40064/26, en la cual ordena suspensión de Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) con Ecuador. Esta medida preventiva busca salvaguardar la seguridad energética nacional ante alerta creciente de riesgo de Fenómeno del El Niño y el incremento de generación térmica.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó la Resolución CREG 101-097/26, por la cual se modifica la liquidación del Cargo por Confiabilidad para que sea tenido en cuenta el nivel de contratación de los agentes.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó la Resolución CREG 501 137 de 2026, en la cual se definen las metas calidad del servicio del año 2025 para Enel Colombia S.A.E.S.P., consecuentes con la metodología de distribución Resolución CREG 015 de 2018 en la que se propone una senda de mejora anual del 8% en los indicadores SAIDI y SAIFI, con respecto a la referencia definida para cada operador de red.

En el mes de febrero se emite el Decreto Presidencial 150 2026, el cual declaró el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en ocho departamentos de Colombia (Córdoba, Antioquia, La Guajira, Sucre, Bolívar, Cesar, Magdalena y Chocó). Esta medida fue tomada por el Gobierno Nacional para atender una grave calamidad pública ocasionada por eventos climáticos extremos (frente frío).

También en el mes de febrero la Unidad de Planeación Minero Energética emite la Resolución UPME 0036/26, en el que se decreta la finalización y archivo del seguimiento de los proyectos clase 1 (corresponden a los proyectos en etapa de prefactibilidad en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica) que se acogieron a la liberación voluntaria definida por única vez mediante la Resolución CREG 101 094 de 2025. Se liberó un total de 1745,36 MW, entre los cuales queda oficializada la finalización del seguimiento del Proyecto PV Sahagún de 400 MW.

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

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible publicó el Decreto 177 de 2026, el cual señala medidas en materia ambiental y desarrollo sostenible en el marco de la declaratoria del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en parte del territorio nacional, declarado mediante el Decreto 0150 del 11 de febrero de 2026. Adicionalmente, permite a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) modificar temporalmente los instrumentos de gestión ambiental para proyectos hidroeléctricos (seis meses), lo que podría afectar las operaciones de los embalses, y aumenta las transferencias sectoriales en un 2% para las centrales hidroeléctricas y térmicas en las cuencas fluviales afectadas.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó la Resolución CREG 101 099/26. Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto con usuarios de forma remota, se regulan aspectos comerciales, de conexión y operación en el SIN, y se establecen disposiciones respecto de recursos sin entrega de energía a la red.

En marzo, el Ministerio de Minas y Energía emitió la Decreto 242 de 2026, en el marco del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica declarado mediante el Decreto 0150 del 11 de febrero de 2026, por medio del cual solicita a la CREG que permita la aplicación inmediata del régimen de Obligaciones de Energía Firme (OEF) al Precio de Escasez Inferior (PEI= COP 359/kWh) para las centrales hidroeléctricas existentes con OEF asignadas.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó la Resolución CREG 101-100 de 2026, la cual define las condiciones para el traslado a tarifa regulada de los precios de contratos resultantes del Mecanismo de Comercialización de Energía (MCE). Así, se habilita un nuevo mecanismo de comercialización de energía para el mercado regulado en el marco de la Resolución CREG 114 de 2018, alternativo a los existentes: SICEP, Derivex y Subastas del Ministerio de Minas y Energía. Se espera iniciar las convocatorias en el segundo semestre de 2026.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó la Resolución CREG 101-102 de 2026 como una nueva oportunidad para acogerse al Precio de Escasez Inferior del Cargo por Confiabilidad. Por lo cual habilita una nueva ventana para que los generadores con OEF asignadas en el esquema del Cargo por Confiabilidad puedan acogerse voluntariamente al Precio de Escasez Inferior (PEI), a cambio de un ajuste en la prima del Cargo calculado por el ASIC en cerca de USD 2/MWh.

El Ministerio de Minas y Energía emitió la Circular MME 40013 de 2026. Prórroga No Indexación Garantías de Proyectos: Por un año más se mantiene el valor de cobertura sin indexación, de garantías de reserva de capacidad y/o construcción asociada a expansión del STN, salvo las reducciones establecidas en la regulación vigente. Esta medida se definió inicialmente mediante la Resolución MME 40140 de 2025.

El Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible publica la Resolución MME 40178/26. Las Reglas Generales Subastas de Largo Plazo: se definen las reglas generales para la implementación de mecanismos de contratación a largo plazo de energía eléctrica, en cumplimiento de los objetivos y lineamientos establecidos en el artículo primero del Decreto 1091 de 2025. A nivel general, se amplía el alcance del mecanismo, incluyendo: almacenamiento, transmisión y distribución, consolidándolo como instrumento de expansión del sistema. También se ajusta el esquema de garantías, entre otros.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó la Resolución CREG 501 170 de 2025 modificada por la CREG 501 193 de 2026. Se aprueba el plan de inversiones para el periodo 2025-2029 presentado por Enel Colombia S.A. E.S.P., con una aprobación del 96%.

El Ministerio de Minas y Energía publicó en firme la Resolución 40159 de 2026 que reglamenta el Programa Colombia Solar, orientado a promover la autogeneración con energía solar como alternativa al subsidio de energía para los usuarios residenciales. Otorga al Ministerio de Minas y Energía la facultad de designar entidades administradoras de recursos y de celebrar contratos con agentes del servicio público de energía para implementar el Programa.

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

En el mes de abril el Ministerio de Minas y Energía emite el Decreto MME 0393 2026 donde se define la política para habilitar la incorporación, operación y remuneración de los de Sistemas de Almacenamiento (SAE), promueve el apilamiento de servicios, arbitraje de energía y tecnologías como grid forming. Habilita servicios: desplazamiento de carga, regulación de frecuencia, control de tensión, respuesta de la demanda, soporte a la red, servicios de potencia. Faculta a MME y la UPME para definir la planeación, ubicación, condiciones técnicas y servicios de los SAE, así como su inclusión en los planes de expansión del sistema. CREG debe establecer mecanismo de remuneración SAE en 12 meses. Operadores de Red definirán su ubicación. Habilita al MME para expedir normativa transitoria en caso de retrasos por parte de las entidades competentes.

En el mismo mes de abril el Ministerio de Minas y Energía emite la Resolución MME 40208 2026 con el mecanismo de contratación a largo plazo de energía eléctrica: convoca y define los aspectos técnicos del mecanismo de contratación a largo plazo de energía eléctrica, en cumplimiento de los objetivos y lineamientos establecidos en el artículo primero del Decreto 1091 de 2025 y la Resolución MME 40178 del 2026. Incluye cuatro productos para proyectos nuevos y existentes más almacenamiento.

En el mes de mayo la Comisión de Regulación de Energía y Gas publica la Resolución CREG 101 107 2026 con la ampliación del cronograma de la subasta de Cargo por Confiabilidad 2029 - 2030. Se adicionan 35 días hábiles a todos los plazos máximos de las actividades.

En el mes de mayo la Unidad de Planeación Minero-Energética emite la Resolución UPME 358 de 2026 que reglamenta el procedimiento para asignar la capacidad de transporte. Avance en la estructuración del mecanismo transitorio de asignación de capacidad, persisten retos asociados a tiempos, complejidad técnica y dependencia de obras de expansión.

En el mismo mes la Unidad de Planeación Minero-Energética emite la Resol UPME 400 2026 - Modificación al numeral 6.1 de la Resolución UPME 135 de 2025, sustituyendo el sistema de ciclos por una ventana continua del 1 de febrero al 15 de diciembre para la recepción de solicitudes que permiten acceder a los certificados de incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.

En el mes de junio la Comisión de Regulación de Energía y Gas publica la Resolución CREG 101 109 de 2026, la cual define las condiciones de competencia, la garantía de puesta en operación (FPO) y las reglas de traslado tarifario aplicables a la subasta de largo plazo convocada por el MME mediante la Resolución 40208 de 2026.

En el mismo mes de junio la Comisión de Regulación de Energía y Gas publica la Resolución CREG 101 112 de 2026, la cual modifica el índice de Nivel de Embalse (NE) para la activación del Estatuto de Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento.

Adicionalmente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas publica la Resolución CREG 101 113 de 2026, que establece los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías -SAEB- al sistema interconectado nacional (SIN), que define las reglas aplicables para la instalación, operación y los aspectos comerciales de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica (SAE) cuando funcionan con Baterías (SAEB) en el SIN.

En el mes de junio la Comisión de Regulación de Energía y Gas publica la Resolución CREG 101 114 de 2026 que establece medidas para autorizar la entrega de energía excedentaria de forma transitoria al Sistema Interconectado Nacional (SIN) aplicables condiciones de hidrología que reduzcan significativamente la disponibilidad de recursos de generación.

En el mes de junio la Comisión de Regulación de Energía y Gas publica la Resolución CREG 101 115 de 2026 - Establece un programa transitorio de participación de la demanda en la bolsa de energía del área operativa Caribe 2, para mitigar los impactos del mantenimiento programado de la infraestructura de regasificación entre el 30 de julio y el 9 de agosto de 2026.

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

La Unidad de Planeación Minero-Energética emite la Circular Externa UPME 000052 de 2026 con la actualización de Escenarios de Generación y Demanda, conforme lo establecido en el artículo 8 de la Resolución CREG 101 094 de 2025 y publicación de los perfiles normalizados de carga.

En junio, la Comisión de Regulación de Energía y Gas publica la Circular 287 de 2026 con la cual se confirmó el archivo del proyecto de resolución 701 038 de 2024 que actualizaba la metodología de comercialización, e inició la elaboración de una nueva versión. La norma orienta al MME a contratar comercializadores que atienden usuarios de estratos 1, 2 y 3 y les otorga facultades directas para gestionar activos y realizar el AOM. La CREG ha venido adelantando de manera progresiva el análisis y desarrollo regulatorio asociado a las interconexiones eléctricas internacionales, particularmente en los proyectos Colombia y Panamá, así como Colombia y Ecuador. No obstante, a la fecha, estos esfuerzos se mantienen en una etapa de construcción y discusión técnica, por lo que aún no se cuenta con un marco normativo definitivo y en firme.

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. 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.

A continuación, lineamientos asociados a regulación ambiental de 2026:

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS, expide la Resolución 0083 de 2026 de febrero de 2026, mediante la cual establece actividades de bajo impacto ambiental que no requerirán sustracción previa lo cual se traduce en una reducción de cargas procedimentales y de tiempos para determinadas intervenciones, especialmente para proyectos de distribución y transmisión, así como mantenimientos sobre infraestructura existente.

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

Por otro lado, el MADS, mediante Decreto 0545 del 29 de mayo de 2026, establece los determinantes ambientales de nivel 1 para la Sabana de Bogotá, integrando la política de protección del suelo rural productivo con la gestión hídrica de la cuenca del río Bogotá. Este instrumento introduce un nuevo condicionante territorial de obligatorio cumplimiento desde la prefactibilidad de los proyectos.

Por su parte, el Ministerio de Agricultura expide la Resolución 093 de 2026, mediante la cual se establece el Área de Protección para la Producción de Alimentos (APPA) del departamento de Córdoba; así como, expidió la Resolución 116 de 2026 para el Municipio de Cogua, y la Resolución 153 de 2026 para el Municipio de Tenjo, ambos en Cundinamarca. Las APPA son un instrumento sectorial que delimita territorios de alta vocación agro-productiva para protegerlos frente a transformaciones estructurales del suelo. La norma clasifica estas APPA como determinante de nivel 2, de incorporación obligatoria en los POT/PBOT/EOT municipales. Su elemento diferenciador frente a declaratorias previas es que reconoce expresamente la compatibilidad condicionada entre la APPA y los proyectos FNCER.

El Ministerio del Interior, realiza la redefinición de la Línea Negra mediante el Decreto 0514 de mayo de 2026, estableciendo el territorio sagrado ancestral de los cuatro pueblos indígenas de la Sierra Nevada de Santa Marta ampliando sus límites respecto al Decreto 1500/2018 y fortaleciendo las obligaciones de consulta previa, libre e informada (CPLI) de rango constitucional. Cualquier proyecto de infraestructura o generación energética dentro o en área de influencia del nuevo polígono queda sujeto a ese régimen.

Asimismo, el MADS, mediante resolución 663 de junio de 2026, delimitó y declaró la Reserva de Recursos Naturales Renovables de carácter definitivo en la Sierra Nevada de Santa Marta, reemplazando la declaración temporal existente. Si bien la resolución endurece los requisitos para actividades mineras, eventualmente puede generar tensiones o requisitos adicionales para otro tipo de proyectos en el área de influencia.

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.

A continuación, lineamientos asociados a regulación de gas de 2026:

En el mes de abril la Comisión de Regulación de Energía y Gas emitió la Resolución CREG 102 024/26 con las disposiciones transitorias en materia de Comercialización Transporte de Gas Natural, ajustes a las resoluciones CREG 102 015 de 2025 y CREG 185 de 2020, con el fin de incorporar medidas para flexibilizar y promover mayor eficiencia en la comercialización mayorista de gas natural.

En junio el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución MME 40267/26 con la adopción de medidas para el abastecimiento de gas natural con ocasión del Mantenimiento Programado de la Infraestructura de Regasificación en el año 2026.

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.

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.

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.°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.

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

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.

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.

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

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 2026:

En el mes de abril, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante la Resolución CNEE-136-2026 aprobó las modificaciones a las Normas de Coordinación Comercial conforme a la Resolución No.3235-01 del Administrador del Mercado Mayoristas (AMM); a efecto de fortalecer los mecanismos de verificación de la disponibilidad de las unidades y centrales generadoras, así como para determinar la potencia efectivamente disponible para el despacho, considerando los registros de indisponibilidad. Considera ajustes a las normas NCC-1, NCC-2 y NCC-3.

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.

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

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 2026:

En enero se publicó en Gaceta Oficial la Resolución IMHPA-JD-005-2025 del Instituto de Meteorología e Hidrología de Panamá, que define el aporte a pagar por los Agentes del Mercado Eléctrico en el año 2026 a favor del Instituto de Meteorología e Hidrología de Panamá (IMHPA), según las disposiciones de la Ley 209 de 2021. El aporte aumentó de 3,3% con respecto a 2025.

En el mes de mayo, el Ejecutivo aprueba la Resolución de Gabinete No.45, con la cual crea la Comisión Interinstitucional de Alto Nivel para dar seguimiento a los posibles efectos adversos que se pudiese presentar por el fenómeno de El Niño.

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 31 de diciembre de 2025 para el estado condensado consolidado de situación financiera, intermedio, y por el periodo de tres y seis meses terminado el 30 de junio de 2025 para el estado condensado consolidado de resultados, intermedio y por naturaleza; para el estado condensado consolidado del otro resultado integral, intermedio; para el estado condensado consolidado de cambios en el patrimonio, intermedio y para el estado condensado consolidado de flujo de efectivo, intermedio y método directo.

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 2026 y 2025, 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

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

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:**

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

Los 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 2025.

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 consolidado, 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 relevantes de carácter cíclico, estacionario u ocasional que deben 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 para la información de los flujos de efectivo.

2.3 Nuevas normas incorporadas al marco contable aceptado en Colombia cuya aplicación efectiva a partir de 1 de enero de 2026

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.

El Decreto 1271 de 2024 actualizó los marcos técnicos de las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia incorporando una nueva norma, que, aunque había sido emitida por el IASB desde el 2018, no había sido compilada en los Decretos 1611 de 2022, 938 de 2021, 1432 de 2020, y 2270 de 2019, en los que se consideraban las reglamentaciones incorporadas por los Decretos 2420 y 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y 2483 de 2019.

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.
- 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 y cuentas por cobrar originados de los cambios tarifarios y/o entrada en vigencia de opciones tarifarias y componentes de ajustes en la tarifa de acuerdo con las actualizaciones regulatorias.
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales, sociales y de infraestructura surgidos de la licencia ambiental principalmente de las centrales y 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.
- Las obligaciones de desmantelamiento cuando existe el requerimiento legal de hacerlo se estiman con base en la vida útil de la central y/o 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 consolidados 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. y Filiales
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados
(En miles de pesos colombianos)

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.

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 libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro.

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

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 integral 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 siguiendo los siguientes principios básicos:

- (1) En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NCIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable 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 período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.

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

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

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

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

2.9 Moneda funcional y de presentación

La moneda funcional de Enel Colombia S.A. E.S.P., es el peso colombiano (COP), como así 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 2026	
	Cierre	Medio
Dólar Estadounidense \$ US	\$ 3.443,59	\$ 3.654,04

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 2025.

4. Efectivo y equivalentes al efectivo

	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Saldos en bancos	\$ 1.591.429.061	\$ 911.378.196
Depósitos (a)	253.739.081	76.726.864
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (b)	162.240.487	162.546.351
Efectivo en caja	57.764	50.242
	\$ 2.007.466.393	\$ 1.150.701.653

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 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Pesos Colombianos	\$ 1.452.921.236	\$ 784.556.714
Dólares Americanos	523.154.855	329.380.890
Colón Costarricense	28.666.422	32.914.423
Quetzal Guatemalteco	2.723.880	3.849.626
	\$ 2.007.466.393	\$ 1.150.701.653

Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 de \$3.443,59 y \$3.757,08 por US\$1, respectivamente.

Colombia

En Enel Colombia S.A. E.S.P. el aumento del efectivo y equivalentes del efectivo por \$672.691.167, está dado

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

por: recaudo por \$6.545.227.151; pagos a proveedores por \$(4.072.118.814), toma de préstamo financiero y pago de intereses y deuda por \$(1.227.213.579), pago de impuestos a las ganancias por \$(612.246.089) y otros por \$39.042.498.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. la disminución del saldo de bancos y equivalentes al efectivo por \$(1.069.316), corresponde a recaudo de facturación de energía por \$74.282.014, pagos realizados por compras de bienes y servicios por \$(80.114.750) y otros por \$4.763.420.

Centroamérica

En Centroamérica el aumento por \$185.142.889, corresponde a cobros procedentes de ventas de energía por \$523.483.631, pagos a proveedores por \$(154.734.939), pago de impuesto a las ganancias por \$(77.215.619), pago de préstamos a entidades relacionadas por \$(17.516.268) y otros por \$(88.873.916).

(a) Corresponde a certificados de depósitos en las compañías Enel Fortuna S.A. y Enel Colombia S.A. E.S.P:

País	Entidad	Valor	Fecha de inicio (*)	Fecha final	Plazo para vencimiento	Tasa (**)
Panamá	Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	\$ 36.236.139	9/6/2026	9/7/2026	30	3,87%
Panamá	Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	36.025.737	9/6/2026	9/7/2026	30	3,87%
Panamá	Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	35.321.970	9/6/2026	9/7/2026	30	3,87%
Panamá	Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	35.188.118	11/6/2026	13/7/2026	32	3,88%
Panamá	Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	34.825.232	11/6/2026	13/7/2026	32	3,88%
Panamá	Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	34.730.637	9/6/2026	9/7/2026	30	3,87%
Panamá	Banco Davivienda (Panamá) S.A.	34.611.248	15/6/2026	15/7/2026	30	2,91%
Colombia	Banco de Bogotá S.A.	5.000.000	16/7/2025	16/7/2026	16	9,459% TV
Colombia	Banco BBVA Colombia S.A.	1.800.000	16/7/2024	16/7/2026	16	10,527% TV
		\$ 253.739.081				

(*) La fecha de inicio corresponde a la emisión original del CDT; los títulos fueron adquiridos por el Grupo en abril de 2026 mediante negociación en el mercado secundario.

(**) T.V.: trimestre vencido.

(b) 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 2026 versus diciembre 2025 se origina principalmente porque las carteras colectivas presentan menores recursos para el manejo de las operaciones diarias.

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 2026, 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 2026 y 31 de diciembre de 2025, el importe de la provisión por deterioro del efectivo y equivalentes de efectivo es de \$566.876 y \$449.625, respectivamente.

A continuación, se detalla el movimiento de los pasivos que se originan por actividades de financiación al 30 de junio de 2026 y 2025, incluyendo aquellos movimientos que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo.

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

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				Saldo al 30 de junio de 2026
	Saldo al 1 de enero de 2026	Importes procedentes	Pagos de préstamos e intereses y otros	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Préstamos y obligaciones bancarias	\$ 8.715.623.248	\$ 30.000.000	\$ (1.214.682.184)	\$ 1.637.345	\$ 495.363.753	\$ -	\$ -	\$ 8.027.942.162
Bonos	981.486.441	-	(42.531.395)	18.080	42.937.175	-	-	981.910.301
Pasivos por arrendamientos	329.749.922	-	(43.213.287)	6.531.900	18.395.341	19.449.366	-	330.913.242
Préstamos vinculados	94.696.813	-	(17.516.268)	(8.093.708)	3.242.603	-	-	72.329.440
Instrumentos derivados	7.916.233	10.059.774	-	(29.186.220)	-	-	36.237.496	25.027.283
Total pasivos por actividades de financiación	\$ 10.129.472.657	\$ 40.059.774	\$ (1.317.943.134)	\$ (29.092.603)	\$ 559.938.872	\$ 19.449.366	\$ 36.237.496	\$ 9.438.122.428

	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

5. Otros activos financieros

	Al 30 de junio de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Fideicomisos	\$ 49.744.176	\$ -	\$ 54.565.529	\$ -
<i>Fideicomisos (1)</i>	49.744.622	-	54.566.033	-
<i>Deterioro Fideicomisos (*)</i>	(446)	-	(504)	-
Embargos judiciales	18.009.162	-	29.173.682	-
<i>Embargos judiciales (2)</i>	18.074.111	-	29.269.878	-
<i>Deterioro embargos judiciales (*)</i>	(64.949)	-	(96.196)	-
Instrumentos derivados de cobertura (3)	10.159.332	-	24.540.814	-
Otros activos (4)	5.715.623	280.639.052	2.736.347	313.691.199
Garantías mercados derivados energéticos (5)	2.219.533	-	352.108	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (6)	-	115.493	-	46.148
	\$ 85.847.826	\$ 280.754.545	\$ 111.368.480	\$ 313.737.347

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

(1) Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 el saldo de los fideicomisos se detalla a continuación:

	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Fideicomiso Alianza Guacamayas (a)	\$ 18.836.025	\$ 23.310.130
Fideicomiso BBVA Ptar Sibate (b)	11.042.674	11.200.912
Fideicomiso Fiduprevisora_Vía Medina-Gachala (c)	10.000.000	-
Fideicomiso Fiduprevisora Huila	2.515.350	8.196.168
Fideicomiso Fiduprevisora Maicao - Guajira	1.826.669	1.818.119
Fideicomiso Popular Mesitas	1.694.684	4.623.907
Fideicomiso BBVA Embalse Tominé	1.290.194	1.372.875
Fideicomiso BBVA Embalse Muña	951.685	1.520.958
Fideicomiso Aval Proyecto ZOMAC	583.459	573.066
Fideicomiso Aval Sylvania	362.795	358.604
Fideicomiso Fiduprevisora Quimbo	295.415	748.083
Fideicomiso Popular Paratebueno	136.888	172.024
Fideicomiso Popular Gerencia Sylvania	124.127	190.749
Fideicomiso Popular Interventoria Medina	84.657	227.674
Fideicomiso Fiduprevisora Vía Perimetral Quimbo	-	252.764
Total	\$ 49.744.622	\$ 54.566.033

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

- (a) El 29 de mayo de 2025 se suscribió el Fidecomiso de Alianza Fiduciaria bajo la figura de obras por impuestos para la rehabilitación vial de Guacamayas Huila.
- (b) En septiembre de 2025 se hace registro del Fideicomiso BBVA Ptar Sibaté, para la administración y pago de las obras.
- (c) El 29 de mayo de 2026 se constituyó con Fiduprevisora el Patrimonio autónomo constituido bajo el mecanismo de Obras por Impuestos para la ejecución del proyecto de mejoramiento de la vía Medina-Gachalá.

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.

- (2) Al 30 de junio 2026 y diciembre 31 de 2025 el Grupo registra en depósitos judiciales \$18.074.111 y \$29.269.878 respectivamente. Durante el primer semestre de 2026 se realizó el reintegro sobre 3 procesos por \$(11.437.069) y se generaron pagos por \$241.302.

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

Entidad	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
BBVA Colombia S. A.	\$ 10.532.915	\$ 17.871.442
Bancolombia S. A.	6.290.720	5.885.564
Scotiabank Colpatria S. A.	3.413.103	3.294.429
Citibank Colombia S. A.	1.013.915	1.013.915
Banco de Bogotá S. A.	873.838	1.293.838
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	792.003	7.523.742
GNB Sudameris S.A.	282.307	123.913
Banco Davivienda S. A.	58.944	7.123
Banco Agrario de Colombia S. A.	13.884	13.884
Banco AV Villas S. A.	10.255	10.255
Banco Caja Social S. A.	4.336	4.336
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	802	802
	\$ 23.287.022	\$ 37.043.243
Reintegro del Juzgado		
Scotiabank Colpatria S.A.	\$ (2.267.709)	\$ (2.155.976)
BBVA Colombia S.A.	(1.359.391)	(324.283)
Banco de Bogotá S.A.	(784.032)	(786.531)
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	(576.010)	(4.466.361)
GNB Sudameris S.A.	(158.394)	-
Citibank Colombia S.A.	(40.214)	(40.214)
Banco Davivienda S.A.	(26.821)	-
Bancolombia S.A.	(340)	-
Subtotal reintegro	\$ (5.212.911)	\$ (7.773.365)
Neto total	\$ 18.074.111	\$ 29.269.878

- (3) Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2026 tiene constituidos tres (3) 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	Banco BBVA Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	10/10/2026	1.211.157.000	COP	IBR 90 O/N	\$ 9.359.606
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Itaú Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	15/1/2027	401.644.000	COP	IBR180 O/N	750.343
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	30/7/2026	3.605.913	USD	3.454,20	25.778
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	30/7/2026	2.774.269	USD	3.454,20	19.833
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	30/7/2026	527.578	USD	3.454,20	3.772
Total valoración								\$ 10.159.332

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

Al 31 de diciembre de 2025 tenía constituidos quince (15) derivados de cobertura de flujo de caja y dos (2) Swap de interés con valoración activa así

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocion al Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Banco BBVA Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	10/10/2026	1.211.157.000	COP	IBR 3M	\$ 15.543.354
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	14/5/2026	400.000.000	COP	IBR 3M	7.149.351
Forward	Seguros	Citibank Colombia S.A.	Trading	11/2/2026	14.212.841	USD	3.732,00	711.338
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Trading	19/2/2026	5.674.520	USD	3.796,48	224.592
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Trading	19/3/2026	4.463.159	USD	3.813,48	188.867
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Trading	19/2/2026	3.394.071	USD	3.796,48	134.334
Forward	Seguros	Citibank Colombia S.A.	Trading	11/2/2026	2.213.213	USD	3.732,00	110.769
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	29/1/2026	5.370.805	USD	3.783,98	98.287
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	29/1/2026	4.446.401	USD	3.783,98	81.370
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Trading	28/5/2026	1.500.000	USD	3.859,23	79.586
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Trading	19/3/2026	1.830.933	USD	3.813,48	77.479
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Trading	19/2/2026	1.647.087	USD	3.796,48	65.190
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	29/1/2026	1.601.295	USD	3.783,98	29.304
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	29/1/2026	877.207	USD	3.783,98	16.053
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Trading	22/1/2026	2.642.510	USD	3.779,98	15.132
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	29/1/2026	744.605	USD	3.783,98	13.626
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg bank	Cash Flow Hedge	29/1/2026	240.734	EUR	4.461,64	2.182
Total valoración								\$ 24.540.814

- (4) Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, en Enel Colombia S.A. E.S.P. se tienen \$5.185.655 y \$2.358.847, 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 2026 y 31 de diciembre de 2025, las compañías de Centroamérica tienen un saldo neto de \$281.169.020 y \$314.068.699, respectivamente; que corresponden a:

- Enel Panamá CAM, S.R.L. en el activo no corriente, presenta un valor de depósitos restringidos por \$166.701.695 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 USD \$150 por kilovatio de potencia contratada por disponibilidad de la Central, equivalente a USD \$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 2026 es de \$111.475.053.

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.

- Al 30 de junio de 2026 en la sociedad Enel Guatemala S.A. corresponde a los importes asociados a las fases de investigación y desarrollo de los proyectos Cobasol S.A y Jobo S.A. por \$4.807.446 y deterioro del proyecto Cobasol S.A. por \$(1.815.174).

Durante el tercer trimestre de 2025 se firmó la adenda número 3 con Cobasol S.A. y se otorgaron 513 mil dólares por concepto de exclusividad.

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

(5) El incremento corresponde a la liquidación de energía real por trading, la cual en el primer semestre de 2026 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 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Derivex S.A.	Comercial	56.793 (*)	5%	\$ 108.650	\$ 39.257
Acciones de cuantía menor en otras compañías	Energía			6.843	6.891
				\$ 115.493	\$ 46.148

(*) El 5 de febrero de 2026, Enel Colombia S.A. E.S.P. realizó la compra de 5.445 acciones, correspondientes a la capitalización de Derivex S.A. acorde al reglamento de emisión y colocación de acciones aprobado por la Superintendencia Financiera de Colombia, mediante Resolución No.0115 del 27 de enero de 2026 así: valor nominal, mil pesos (COP \$1.000) moneda legal colombiana por acción y prima en colocación de acciones por \$14.224 moneda legal colombiana por cada acción suscrita.

6. Otros activos no financieros

	Al 30 de junio de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	\$ 104.095.847	\$ 1.776.262	\$ 128.569.991	\$ 1.916.110
Gastos pagados por anticipado (2)	43.339.846	67.404	1.425.283	23.421
Cuentas por cobrar otros impuestos (3)	28.893.940	41.466.152	34.627.914	41.067.518
Beneficios a empleados por préstamos	2.725.039	40.881.274	2.356.473	43.122.655
Descuento tributario IVA AFRP (4)	-	169.056.850	-	185.459.631
Otras cuentas por cobrar	-	472.544	-	506.905
	\$ 179.054.672	\$ 253.720.486	\$ 166.979.661	\$ 272.096.240

(1) Para Enel Colombia S.A. E.S.P., corresponde 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 \$54.910.103 (\$54.263.816 en 2025), Jas Forwarding de Colombia S.A.S. por \$6.983.889; Aval Fiduciaria S.A. por \$5.554.351; Fiduciaria La Previsora S.A. por \$3.527.802; Constructores y Tractores S.A. por \$3.225.316; Mechanical Dynamics & Analysis LLC por \$3.136.832, Sun Colombia S.A.S. por \$2.862.740 y anticipo a otros proveedores por \$3.370.022 (\$1.689.747 en 2025).

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el saldo por \$779.095 al 30 de junio de 2026, 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 \$616.735 y anticipos realizados a operadores de red para el transporte de energía como Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. por \$42.819, Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. por \$36.136, Air E S.A. E.S.P. por \$32.422, Celsia Colombia S.A. E.S.P. por \$29.338 y otros por \$21.645.

Centroamérica

Guatemala: El saldo por \$14.257.996 corresponde a recursos girados a la administradora del mercado mayorista y mercado eléctrico regional (ventas mercado spot) por \$11.739.398 de acuerdo con la demanda generada en el periodo; Agrícola Cafetalera Palo Viejo S.A. por \$757.590, Empresa Agrícola San Francisco S.A. por \$757.590, Soiltec S.A. por \$560.984 y otros proveedores por \$442.434.

Panamá: En Enel Panamá CAM S.R.L. en el corriente corresponde a depósitos girados al tercero Sol Real Ltda. por \$3.650.204, Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) por \$1.278.357 y otros proveedores por \$11.460; el no corriente corresponde principalmente a anticipos para adquisición de bienes del Proyecto La Esperanza por \$1.756.231.

Costa Rica: Corresponde a los anticipos generados para el funcionamiento de la compañía P.H Chucas S.A. en las Municipalidades de Ecazu, Mora, Alajuela, Atenas y Sarapiquí por \$547.680.

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

- (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 S.A. por \$20.957.047; ii) Medicina prepagada de empleados por \$9.247.066, iii) Anticipo de las contribuciones especiales a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas por \$5.696.994 y iv) otros por \$354.179.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. corresponde al anticipo de contribución año 2026 a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) por \$160.410.

Centroamérica

Panamá: Corresponde principalmente a primas anuales de seguros de incendios y de responsabilidad civil de Enel Fortuna S.A. por \$3.009.608.

Costa Rica: Corresponde a seguros de gastos médicos, riesgos de trabajo y seguros de vida por \$1.304.043.

Guatemala: Corresponde principalmente a la póliza de todo riesgo por \$2.610.499.

(3) **Centroamérica**

Guatemala: Al 30 de junio de 2026, 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 \$67.410.652.

Costa Rica: Al 30 de junio de 2026 corresponde principalmente a créditos fiscales generados por el IVA por \$1.591.788; se presenta una disminución asociada a recuperaciones de IVA durante lo corrido del año.

Panamá: Al 30 de junio de 2026 corresponde al IVA descontable por \$1.357.652.

- (4) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución obedece a los descuentos tomados en el impuesto de Renta por concepto de IVA en los proyectos de inversión, así como menor apropiación de IVA debido a que algunas inversiones están excluidas del impuesto por beneficio de Ley 1715. El artículo 83 de la Ley 1943 de 2018, creó la oportunidad de acceder 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, la Compañía cumplió con tres requisitos: (i) Que sea un activo fijo real productivo, (ii) que el IVA sea pagado, (iii) que el activo esté depreciando.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 30 de junio de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales bruto (1)	\$ 2.347.502.935	\$ 9.324.682	\$ 2.128.322.595	\$ 10.792.873
Otras cuentas por cobrar bruto (2)	233.339.387	98.969.709	112.687.089	202.109.739
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	2.580.842.322	108.294.391	2.241.009.684	212.902.612
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(403.295.825)	(9.324.682)	(348.307.910)	(10.792.873)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)	(27.560.345)	(15.604.323)	(18.634.326)	(15.039.446)
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.149.986.152	\$ 83.365.386	\$ 1.874.067.448	\$ 187.070.293

- (1) Al 30 de junio de 2026, las cuentas por cobrar comerciales corresponden a:

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

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

Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 las cuentas por cobrar del negocio de distribución por \$1.542.716.289 y \$1.446.780.935, corresponden principalmente a cartera de clientes del mercado regulado por \$1.158.748.667 y \$1.021.359.709, cartera de alumbrado público por \$105.525.981 y \$83.247.640, trabajos a particulares por \$103.467.168 y \$73.769.286; cartera de esquemas regulatorios por \$11.879.689 y \$78.224.003; y cartera de infraestructura por \$10.937.108 y \$10.268.144.

Las cuentas por cobrar del negocio de distribución presentan un incremento respecto a diciembre 2025 que corresponde principalmente a la cartera de clientes del mercado regulado por \$137.388.958, debido al aumento en los valores estimados en cada una de las categorías y adicionalmente, esta variación se ve influenciada por el incremento en la tarifa de energía aplicada en junio de 2026 respecto a diciembre de 2025 (variación de \$92,65/Kwh para las categorías residencial E1, E2, E3, E4 y oficial y de \$101,91/Kwh para las categorías residencial E5, así como los segmentos industrial y comercial); incremento en trabajo a particulares por \$29.697.882, asociados al aumento en la facturación en negocios complementarios (obras eléctricas, asistencias técnicas e infraestructura) y aumento en la cartera de alumbrado público por \$22.278.341.

Adicionalmente, presentan una disminución en la cartera de esquemas regulatorios por \$(66.344.314), generado por el cruce entre las cuentas por pagar al Ministerio de Minas y Energía y la cartera de los subsidios y contribuciones por cobrar.

Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre 2025 las cuentas por cobrar del negocio de generación corresponden a \$634.592.768 y \$503.213.706, respectivamente y se encuentran compuestas por: clientes del mercado mayorista, con una cartera estimada de \$358.210.869 y \$237.929.087; facturada por \$42.496.955 y \$36.714.045; también por clientes del mercado no regulado con una cartera estimada por \$169.348.532 y \$187.832.285; facturada por \$26.130.942 y \$20.479.860.

Adicionalmente, cartera de gas por \$4.683.549 y \$4.929.527; otros por \$33.721.921 y \$15.328.902; a junio de 2026, los otros están compuestos principalmente por la cartera del cliente AIR-E S.A.S. E.S.P. catalogada como "difícil recaudo" y deteriorada al 100% por \$12.220.162.

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

- Aumento en los estimados del mercado mayorista por \$120.281.782 generado por mayor cantidad de energía vendida por 287,88 Gwh asociado a nuevos contratos (cantidad de contratos junio de 2026 91 versus 74 a diciembre de 2025). Adicionalmente, se presenta incremento en el precio de la tarifa promedio ponderada de \$33,42/Kwh, tarifa ponderada de junio 2026 de \$322,15/Kwh versus tarifa ponderada de diciembre 2025 de \$288,73/Kwh.
- Reducción del estimado no regulado por \$(18.483.753) lo cual es generado por disminución en la cantidad de energía vendida por (75,2) Gwh (305,7 Gwh en junio 2026 versus 380,90 Gwh en diciembre de 2025).

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

Las cuentas comerciales corrientes al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 corresponden a clientes del mercado regulado; estimados de energía por \$11.160.295 y \$9.324.689; y energía facturada por \$982.506 y \$582.892, respectivamente.

Esta cartera estimada se encuentra distribuida en industrial por \$5.113.120 (\$4.892.185 en 2025), comercial por \$6.008.552 (\$4.909.358 en 2025) y residencial por \$38.623 (\$14.624 en 2025).

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 2026 y 31 de diciembre de 2025, la cartera comercial corriente de las operaciones de Centroamérica corresponde a facturas por emitir por \$87.226.013 y \$102.182.752; y clientes por ventas de energía por \$70.825.064 y \$66.237.621.

Por país los saldos ascienden a:

Panamá: Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, energía facturada por \$59.129.399 y \$57.506.167; y una cartera estimada por \$62.052.352 y \$67.183.756; principalmente por la compañía Enel Fortuna S.A. con los siguientes terceros más representativos: Distribución Eléctrica Metro-Oeste S.A. (EDEMET) por \$36.961.965, Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí S.A. (EDECHI) por \$5.503.575 y Elektra Noreste S.A. (ENSA) por \$3.995.741.

Guatemala: Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, una cartera estimada por \$18.124.406 y \$26.844.796; y energía facturada por \$4.431.907 y \$8.731.454, principalmente por las compañías Renovables de Guatemala, S.A. y Enel Guatemala S.A., con los siguientes terceros más representativos: Industria La Popular, S.A por \$1.423.577 y Alimentos Ideal S.A. por \$652.586.

Costa Rica: Al 30 de junio de 2026, cartera estimada por \$7.049.255 (\$8.154.200 en 2025) y facturada por \$7.263.758 con el tercero Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

(2) Las otras cuentas por cobrar corresponden a:

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

- Transacción de venta del proyecto Windpeshi a Ecopetrol S.A. por \$127.793.778; la cual se protocolizó el 7 de julio de 2025 con tasa de cambio negociada de \$3.974,37; en la misma fecha de venta se recibieron USD 15 millones, quedando saldo por cobrar de USD 45 millones pagaderos en enero de 2027 (los cuales están en la cuentas por cobrar a corto plazo por \$89.533.340) y septiembre de 2029 (con saldo en el no corriente por \$23.325.039); en este saldos se incluyen el cálculo del valor presente neto y el efecto de la diferencia en cambio.

- Cuentas por cobrar a empleados:

El saldo corriente al 30 de junio de 2026 y al 31 de diciembre de 2025 están compuestos por conceptos de préstamos de vivienda, educación, entre otros; por un valor presente de \$18.832.239 y \$18.344.438, respectivamente. Y en el no corriente por \$57.446.752 y \$56.672.419, respectivamente; adicionalmente, cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$12.408.973 y \$13.481.875 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, y amortizándolos durante la vida del préstamo.

- Cuenta por cobrar al Municipio de Guachené y Sesquilé por \$2.043.613, deteriorada al 100% en el no corriente.
- Y otros deudores en el saldo corriente compuesto por los siguientes terceros:

Deudor	Valor
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	\$ 36.946.593
Consalt International	14.841.396
Tozzi Latam Colombia S.A.S.	7.351.075
Consorcio Energía Solar	5.240.348
Ministerio de Hacienda y Crédito	4.491.981
Electrónica Santerno S.p.A.	3.277.854
Montajes de Ingeniería S.A.	3.245.761

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

Deudor	Valor
Soltec Trackers Colombia S.A.S.	2.970.766
Cenercol S.A.	2.011.317
TBEA Hengyang Transformer	1.974.019
Concesión Autopista Bogotá	1.874.122
Chint Electric CO., LTD	1.705.992
Cobra Instalaciones y Servicios S.A.	1.435.244
Otros	37.271.522
Total	\$ 124.637.990

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

Las otras cuentas por cobrar corresponden a cobros asociados a normalizaciones de clientes por \$193.553 (\$209.196 en 2025); a cartera de empleados por \$121.190 (\$91.286 en 2025) en el corriente y \$263.147 (\$111.897 en 2025) en el no corriente.

Centroamérica:

Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, las otras cuentas por cobrar corrientes de las compañías de Centroamérica tienen un saldo de \$21.075 y \$143.527, respectivamente; las cuales corresponden a Globyte S.A. por reembolso de gastos de seguro por \$7.188 y a cuentas por cobrar a empleados por \$13.887.

Las otras cuentas por cobrar no corrientes presentan un valor al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 de \$3.482.185 y \$3.361.392, respectivamente, las cuales corresponden principalmente a Panamá en la compañía Enel Fortuna S.A. por valor de \$3.437.906 (\$3.287.981 en 2025), 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) Se calcula la pérdida crediticia esperada reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

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

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

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

Colombia

Concepto	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 324.170.791	\$ 285.316.641
Modelo Simplificado Individual (b)	87.281.839	73.378.187
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	411.452.630	358.694.828
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		
Modelo General Colectivo	43.164.668	33.673.772
Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar	43.164.668	33.673.772
Total	\$ 454.617.298	\$ 392.368.600

(a) Modelo simplificado colectivo:

Corresponde al deterioro de la cartera de energía del mercado regulado principalmente por la cartera

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

de edades superiores a 180 días. El incremento en el modelo colectivo es por \$38.854.160 respecto al cierre de diciembre de 2025, principalmente por los segmentos alumbrado público por valor de \$13.337.049; industrial por \$6.897.238; PSVA por \$4.956.773; comercial por \$4.840.581; oficial por \$4.630.717 y residencial por \$4.191.792.

(b) Modelo simplificado individual:

La provisión de cartera de modelo individual corresponde principalmente a:

- Provisión de cartera de municipios por \$17.565.822, principalmente IFI Concesión Salinas Exigible por \$7.438.228; Municipio de Sopó por \$4.193.701; Ladrillera Santa Ana por \$2.621.388 y Municipio del Colegio por \$1.301.210.
- Provisión de cartera de otros negocios por \$17.185.996, principalmente Asistencia-NC por \$12.615.180; Agua del Sinú S.A. E.S.P. por \$3.596.794 y Grupo Andino Marin Valencia por \$343.362.
- Provisión de cartera de prescripción de cobro por \$12.541.538.
- Provisión mercado no regulado (MNR) por \$5.593.566, principalmente Textilia S.A.S. por \$1.780.321 e Hilanderías Universal S.A.S. por \$813.092.

Centroamérica:

El deterioro de cartera se calcula basado en el modelo usado por el Grupo 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 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Individual	\$ 1.167.877	\$ 405.955
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	\$ 1.167.877	\$ 405.955

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores.

Al 30 de junio de 2026 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 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Saldo inicial	\$ 392.774.555	\$ 326.203.758
Dotaciones	76.089.473	114.202.138
Usos	(13.078.853)	(47.631.341)
Saldo final	\$ 455.785.175	\$ 392.774.555

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 2026 y 31 de diciembre de 2025 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.

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

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 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Expatriados (1)	\$ 2.733.287	\$ 2.588.137
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Gastos comisión	17.133	-
Enel North América INC	Estados Unidos	Otra (*)	Expatriados (1)	2.198.600	2.583.560
Enel Green Power R.S.A.	Sudáfrica	Otra (*)	Expatriados (1)	1.980.332	2.170.660
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Proyecto Fotovoltaico (2)	1.388.323	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	44.630	955
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Iluminación navideña (3)	-	11.627.000
Enel Green Power S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	1.293.678	1.338.110
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	España	Otra (*)	Servicios Off-Shore	1.090.420	1.373.849
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	1.063.340	1.164.587
Enel X Chile S.p.A.	Chile	Otra (*)	Servicios de personal	589.219	642.859
Endesa Energía S.A.	España	Otra (*)	Servicios Off-Shore	399.117	540.836
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Reembolso de gastos	299.709	299.709
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	271.401	271.401
Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Suministro y mantenimiento de la plataforma comercial (4)	223.627	485.298
E-distribucion Redes Digitales	España	Otra (*)	Expatriados (1)	202.688	202.688
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados (1)	108.062	108.062
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Suministro y mantenimiento de la plataforma comercial (4)	107.172	398.735
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	62.933	62.933
EGP Mexico S.R.L	México	Otra (*)	Contrato DAP	31.842	-
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Otros Servicios	17.569	17.569
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Control tower Chile (5)	3.761	370.679
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	-	61.603
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Anticipo contrato	-	182.011
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados	-	16.919
				\$ 14.126.843	\$ 26.508.160

(*) 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 \$2.112.692 al 30 de junio de 2026, en el año 2025 se presentó un deterioro por \$2.231.336.

- (1) La disminución corresponde a los movimientos de provisión año 2026 y recaudos realizados por los costos del personal expatriado en Colombia y Centroamérica facturados durante 2025.
- (2) Corresponde a la facturación emitida por concepto de “Proyecto de Comunidades Energéticas” impulsado por el Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P., cuyo objeto es la instalación de paneles solares para generación de energía limpia que beneficia a estratos 1 y 2, el cual se desarrolla en las localidades de El Tunal y San Cristobal.
- (3) La disminución corresponde al recaudo de la facturación emitida por la ejecución del contrato de iluminación navideña año 2025 por \$(11.627.000) cuyo objeto era la instalación, mantenimiento y desmontaje de la iluminación en diferentes puntos de Bogotá D.C.; incluye pautas digitales en página web, redes sociales, insertos en la factura de energía, cuñas radiales e incremento en los espacios de iluminación.
- (4) Corresponde principalmente al contrato de instalación y mantenimiento de la Plataforma Comercial firmado en el año 2025. La disminución corresponde principalmente al recaudo recibido en enero 2026 por facturación emitida en julio de 2025.
- (5) Recaudo recibido por concepto de contrato de atención telefónica Control Tower \$(366.918).

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

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 30 de junio de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
				Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Enel Américas S.A.	Chile	Otra (*)	Dividendos (1)	\$ 1.583.419.027	\$ -	\$ -	\$ -
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Dividendos (1)	1.173.941.792	-	-	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	31.520.561	-	38.531.935	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	HH Recharge PUC (3)	8.611.616	-	11.244.354	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Technical fee (4)	6.124.703	-	4.463.707	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Impatriados	272.348	-	774.843	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Pólizas Covid 19	2.150	-	2.150	-
Enel Global Services S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	30.879.193	-	11.698	-
Enel Finance International S.R.L.	Países Bajos	Otra (*)	Préstamos (5)	28.940.208	43.389.232	31.577.870	63.118.943
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	15.160.553	-	48.114.447	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	577.788	-	658.233	-
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	5.903.667	-	8.484.218	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios informáticos (2)	5.376.393	-	7.663.902	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Impatriados	2.668.246	-	2.030.281	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Garantías e intereses	105.548	-	498.792	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	58.730	-	124.412	-
Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra (*)	HH Recharge PUC (3)	3.869.765	-	8.282.715	-
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados	3.135.383	-	-	-
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Energía	-	-	3.420.821	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	1.874.753	-	1.873.526	-
Enel Produzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.087.085	-	1.142.070	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.101.818	-	592.281	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	347.759	-	1.279.453	-
Cosorzio DAP	Italia	Otra (*)	Contribución (6)	701.603	-	528.971	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	373.761	-	407.787	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	334.449	-	-	-
Enel X Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	328.586	-	328.192	-
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	183.796	-	81.345	-
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Servicio Plataforma Comercial (7)	-	-	110.313	-
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Servicios DAP	21.704	-	-	-
Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Servicio Plataforma Comercial (7)	-	-	236.305	-
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Donaciones	-	-	462.500	-
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Anticipo mandato	-	-	62.500	-
Enel Iberia S.R.L.	España	Otra (*)	Impatriados	-	-	382.732	-
Gridspertise Srl	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería (8)	-	-	370.177	-
Enel Green Power El Salvador S.A.	El Salvador	Otra (*)	Otras cuentas por pagar (9)	-	23.915.778	-	26.092.970
				\$ 2.906.922.985	\$ 67.305.010	\$ 173.742.530	\$ 89.211.913

(*) 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.

- (1) El incremento corresponde a la distribución de utilidades, aprobada por la Asamblea General de Accionistas el 1 de abril de 2026, a Enel Américas S.A. y el Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P., con cargo a la utilidad neta de 2025 por un total de \$2.757.360.819 siendo los principales accionistas y considerados como partes relacionadas con 57,34% y 42,52%, respectivamente.
- (2) La disminución corresponde principalmente al efecto neto de las provisiones de los servicios informáticos de enero a junio de 2026 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, Global Travel y pagos realizados por facturación emitida de servicios año 2025.
- (3) La disminución corresponde principalmente al pago de facturación recibida del año 2025 de los proyectos de energías renovables como: Guayepo Solar, Atlantico Phtovoltaica, Fundación y La Loma por \$(7.045.688).
- (4) El incremento corresponde principalmente a la causación de los servicios técnicos (Technical Fee) del primer semestre de 2026.

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

- (5) En Costa Rica corresponde al préstamo destinado a la financiación de la construcción de la planta PH Chucás con vencimiento en el año 2031, la disminución corresponde al pago realizado en el segundo semestre y al efecto en tasa de cambio (3.443,59 junio 2026 versus 3.757,08 diciembre 2025).
- (6) Corresponde al aumento de la cuota de contribución pactada como miembros del Consorzio DAP para el primer semestre de año 2026 por \$172.632.
- (7) Corresponde a ingreso recibido por anticipado por los servicios de implementación y mantenimiento de las plataformas comerciales en Chile y Brasil; la disminución corresponde a la amortización de facturación emitida en el mes de diciembre 2025.
- (8) Corresponde al pago por la compra de equipos por \$(370.177) para el proyecto de automatización de la red autogrid 2.0, este proyecto fue aprobado por el Comité de Innovación país el 10 marzo del 2025 con el fin de mejorar los indicadores de calidad de calidad del servicio y apalancar el cumplimiento de los requisitos regulatorios.
- (9) 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 (3.443,59 junio 2026 versus 3.757,08 diciembre 2025).

Efectos en resultados con entidades relacionadas

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2026	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Proyecto Fotovoltáico (1)	\$ 2.970.420	\$ -
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Venta de energía	252.937	288.739
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Otros Servicios	87.904	-
Enel Green Power S.P.A.	Diferencia en Cambio	1.603.519	491.076
Enel Green Power S.P.A.	Servicios Informáticos	104.542	-
Enel Green Power S.P.A.	Impatriados	-	402.546
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	1.196.468	1.723.189
Enel Grids S.R. L.	Servicios informáticos	189.301	-
Enel Grids S.R. L.	Expatriados	-	365.093
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Servicios off-shore	864.181	677.397
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	116.229	140.300
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	445.373	24.525
Enel S.p.A.	Expatriados	401.213	481.128
Enel S.p.A.	Servicios Informáticos	30.240	-
Endesa Energía S.A.	Servicios off-shore	280.791	213.437
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	32.256	60.731
Enel Generación Chile S.A.	Servicio Plataforma Comercial	223.316	-
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en Cambio	7.852	-
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	-	-
Enel Trading Brasil S.A.	Servicio plataforma comercial	218.577	846
Enel Trading Brasil S.A.	Diferencia en cambio	-	198.494
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	173.553	454.806
Enel Green Power Chile S.A.	Horas Hombre	42.349	-
Enel Global Trading S.p.A.	Servicios Informáticos	168.406	-
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	98.541	55.582
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	157.051	211.311
Enel X Brasil S.A.	Diferencia en cambio	79.418	-
Consorzio DAP	Diferencia en cambio	76.479	-
EGP Mexico S.R.L.	Contrato DAP	31.842	-
Enel Distribución Chile S.A.A.	Diferencia en cambio	19.359	2.834
Enel Distribución Chile S.A.A.	Expatriados	-	56.549
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	17.241	608.442
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	16.750	18.827
Usme ZE S.A.S.	Otros servicios (2)	-	688.052
Fontibón ZE S.A.S.	Otros servicios (2)	-	545.461
Enel North América INC	Expatriados	-	30.839
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	-	2.028
		\$ 9.906.108	\$ 7.742.232

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

- (1) Corresponde a la facturación emitida por concepto de “Proyecto de Comunidades Energéticas” impulsado por el Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P., cuyo objeto es la instalación de paneles solares para generación de energía limpia que beneficia a estratos 1 y 2 el cual se desarrolla en las localidades de El Tunal y San Cristobal.
- (2) La disminución corresponde a que el 28 de mayo de 2025, se generó el cierre de la operación de compraventa de las acciones que la compañía 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.

Costos y gastos/ Compañía	Concepto de la transacción	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2026	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025
Enel Global Services S.R.L.	Servicios informáticos (1)	\$ 26.048.256	\$ 5.083.349
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	3.687	302.241
Enel Green Power S.p.A. Glo	Technical fee (2)	5.813.658	532.184
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	-	1.109.251
Enel Green Power S.p.A. Glo	Impatriados	123.318	371.409
Enel Green Power S.p.A. Glo	Servicios informáticos (1)	-	3.990.764
Enel X S.R.L.	Servicios informáticos (1)	5.670.235	5.320.523
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	80.717	276.660
Enel Finance Internacional Nv	Gastos financieros	3.235.667	9.204.029
Enel S.p.A.	Impatriados	2.953.903	2.985.593
Enel S.p.A.	Garantía e intereses	86.797	165.519
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	7.028	247.666
Enel S.p.A.	Servicios informáticos (1)	-	2.967.552
Consorzio DAP	Contribución (3)	1.196.289	-
Consorzio DAP	Diferencia en cambio	10.025	-
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	688.342	1.170.589
Enel Grids S.R. L.	Impatriados	560.532	692.088
Enel Grids S.R. L.	Servicios informáticos (1)	-	18.967.127
Enel Global Trading S.p.A.	Impatriados	569.101	743.957
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	623	40.180
Enel Global Trading S.p.A.	Servicios informáticos (1)	-	709.770
Enel Iberia S.R.L.	Impatriados	336.792	468.311
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	5.783	-
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	240.662	103.892
Gridspertise S.R.L.	Servicios de ingeniería	206.532	14.858
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	-	32.457
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Otros servicios	156.493	154.757
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Fibra óptica Betania	-	-
Enel X Brasil S.A.	Impatriados	79.813	124.820
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	73.833	33.846
Enel X Chile S.p.A.	Diferencia en cambio	53.640	-
Enel Brasil S.A.	Contrato DAP	44.195	-
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	17.037	18.449
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en cambio	44.260	36.563
Enel Trading Brasil S.A.	Diferencia en cambio	41.242	-
Enel Chile S.A.	Contrato DAP	21.703	-
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	13.980	-
Enel North America Inc	Diferencia en cambio	938	-
Enel Services México S.A.	Diferencia en cambio	565	24.545
Fundación Enel Colombia	Donaciones (4)	-	2.227.930
Usme ZE S.A.S.	Gastos financieros	-	198.459
Fontibón ZE S.A.S.	Gastos financieros	-	146.956
Enel Italia S.P.A.	Diferencia en cambio	-	10.306
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	-	9.000
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	1.322
E-Distribuzione S.P.A.	Diferencia en cambio	-	501
		\$ 48.385.646	\$ 58.487.423

- (1) La disminución corresponde principalmente a modificaciones en los contratos de 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, entre otros.

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

- (2) El incremento corresponde principalmente a la causación de los servicios técnicos (Technical Fee) del primer semestre de 2026.
- (3) Corresponde a la contribución pactada como miembros del Consorzio DAP del primer semestre 2026 por \$1.196.289.
- (4) En 2025, el Grupo realizó donaciones 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. Durante el 2026 no se han realizado donaciones.

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° 507 del 30 de marzo de 2022.

Conforme a lo establecido en el artículo 43 numeral segundo de los estatutos sociales, es función de la Asamblea General de Accionistas fijar la remuneración de los miembros de la Junta Directiva. La remuneración vigente, según aprobación de la Asamblea de Accionistas en sesión ordinaria del 01 de abril de 2026 es de USD\$2.000 (dólares completos), después de impuestos, por asistencia a cada sesión de la Junta Directiva únicamente a los miembros de la Junta Directiva que no tengan la condición de empleados de Enel Colombia S.A. E.S.P. y del Grupo.

De acuerdo con el acta de Asamblea General de Accionistas número 113 celebrada el 01 de abril de 2026, 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	Ana Fernanda Maiguashca Olano	Rutty Paola Ortiz Jara
Quinto	Juan Ricardo Ortega López	Andrés Baracaldo Sarmiento
Sexto	Jorge Andrés Tabares Ángel	Néstor Raul Fagua Guauque
Séptimo	Carolina Soto Losada	María Ximena Cadena Ordoñez

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 2026	Al 30 de junio 2025
Jorge Andrés Tabares Ángel	\$ 41.843	\$ 47.467
Carolina Soto Losada	41.843	47.467
Juan Ricardo Ortega López	41.843	47.467
Astrid Martínez Ortiz	25.131	47.467
Francesco Bertoli	25.131	47.467
Raffaele Enrico Grandi	25.131	47.467
José Antonio Vargas Lleras	25.131	47.467
Ana Fernanda Maiguashca Olano	16.712	-
	\$ 242.765	\$ 332.269

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

Personal clave de la Gerencia

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

Nombre	Cargo	Periodo
Francesco Bertoli	Gerente General	enero - junio
Antonio Crisol Puertas	Gerente de EGP & Termal Generations	enero - junio
Dario Miceli	Gerente de Energy and Comodity Management	enero - junio
Mónica Cataldo	Gerente de Enel Grids	enero - junio
Diego Muñoz Hoyos	Gerente de Enel Commercial	enero - junio
Raffaele Enrico Grandi	Gerente de Administración Finanzas y Control	enero - junio

El 30 de julio de 2026, mediante Acta No. 573 de Junta Directiva, se aceptó la renuncia del señor Francesco Bertoli como Gerente General de Enel Colombia S.A. E.S.P. y como miembro principal del primer renglón de la Junta Directiva, con efectos a partir del 19 de agosto de 2026. Así mismo, la Junta Directiva designó al señor Bruno Riga como Gerente General a partir del 20 de agosto de 2026 y dispuso convocar, conjuntamente con la Gerencia General, a una Asamblea General Extraordinaria de Accionistas para el 20 de agosto de 2026, con el propósito de elegir al nuevo miembro principal del primer renglón de la Junta Directiva.

Las remuneraciones devengadas por el personal de Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2026 y 2025 ascienden a:

	Al 30 de junio 2026	Al 30 de junio 2025
Remuneraciones	\$ 1.779.006	\$ 1.842.543
Beneficios a corto plazo	-	212.140
	\$ 1.779.006	\$ 2.054.683

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.

9. Inventarios, neto

	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	\$ 339.156.512	\$ 295.000.750
Carbón (2)	54.037.743	68.690.190
Transformadores (3)	47.098.386	35.782.482
Bonos de carbono CO2 (4)	22.328.222	22.740.431
Materiales no eléctricos (1)	5.794.971	6.379.485
Otros inventarios	2.154.537	2.090.877
Fuel oil (5)	2.038.278	1.594.127
	\$ 472.608.649	\$ 432.278.342

(1) Los materiales y accesorios están compuestos por:

	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Repuestos y materiales (a)	\$ 352.343.366	\$ 308.843.150
Provisión de materiales (b)	(7.391.883)	(7.462.915)
	\$ 344.951.483	\$ 301.380.235

(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

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

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. para el año 2026. El aumento corresponde a mayores mantenimientos en las centrales hidráulicas y térmicas, lo cual genera más consumo y un incremento de compra para los proyectos de alumbrado público.

Adicionalmente, al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre 2025, la Compañía Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. tiene inventario por \$643.309 y \$626.630, respectivamente, compuesto principalmente a transformadores de corrientes y equipos de medición de consumo para 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	\$ 17.332.742
	Panamá	13.563.872
	Costa Rica	1.289.130
		\$ 32.185.744

- (b) Al 30 de junio de 2026, Enel Colombia S.A. E.S.P. no ha generado usos de provisión del año 2026.

Centroamérica:

Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025, Panamá tiene provisión de obsolescencia por \$780.555 y \$851.295.

- (2) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. (Central Termozipa): se presenta disminución del inventario debido al alto consumo de carbón a partir del mes de mayo, asociado al despacho de generación ante el desarrollo del Fenómeno de El Niño en el país.
- (3) 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 en el año 2026. El aumento obedece a mayores reposiciones y reparaciones de transformadores de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión, y redes de alumbrado público.
- (4) Al 30 de junio de 2026 Enel Colombia S.A. E.S.P. tiene reconocido bonos de carbono CO₂, cuyo valor razonable es de \$77.564.104 y su valor en libros \$22.328.222, así:

Reconocimiento bonos de carbono		
Mes/Año de emisión	Cantidad certificados emitidos	Valor bonos
Noviembre 2020	2.691.628	\$ 10.333.524
Marzo 2021	1.396.818	15.045.043
Febrero 2022	1.167.444	12.832.060
Septiembre 2023	1.133.764	20.126.566
Diciembre 2024	1.125.980	13.196.050
Junio 2025	230.906	6.030.861
Total bonos emitidos	7.746.540	\$ 77.564.104
Total bonos vendidos al 31 de diciembre de 2025		(54.823.673)
Total uso de bonos al 30 de junio de 2026		(412.209)
Total reconocimiento bonos de carbono		\$ 22.328.222

- (5) Al 30 de junio de 2026, 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 aumentó frente al registrado el 31 de

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

diciembre de 2025, debido a las compras efectuadas para garantizar la operación frente a la mayor demanda y despacho de la planta térmica.

10. Activos mantenidos para la venta

	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Propiedades, planta y equipo (1)	\$ 11.661.220	\$ 9.385.000
Inventarios (2)	-	661.244
	\$ 11.661.220	\$ 10.046.244

- (1) Corresponde a: (i) contrato de promesa de constitución de fideicomiso de transferencia a título de fiducia sobre el bien inmueble denominado “Lote Funza” (Antigua SE Occidente), recibida por el Grupo el 19 de diciembre de 2025 por parte de la compañía Casaconcreto S.A.S. por \$9.385.000, (ii) propuesta formal de compra recibida por el Grupo el día 17 de junio de 2026 por parte de Diana Pardo y Oscar Bolivar por el predio donde opera el centro de servicios de Faca que se encuentra avaluado en \$1.985.976, y (iii) oferta de compra realizada el día 05 de marzo de 2026 por parte de Edgar Rolando Garzón por el predio ubicado en el municipio de Anapoima que se encuentra avaluado en \$290.244.
- (2) Correspondía 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.

El día 17 de junio de 2026 se emitió la factura de venta No. FV01000587 a Operaciones y Montajes de la Guajira S.A.S. ZESE, por lo cual se reconoce la venta y la transferencia de la totalidad del inventario y se realiza el retiro del activo clasificado como mantenido para la venta.

11. Activos por impuesto de renta

El activo correspondiente a impuestos se presenta a continuación:

	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Anticipo por impuesto de renta (CAM) (1)	\$ 50.870.815	\$ 100.138.134
Saldos a favor renta (2)	9.310.180	4.412.042
Autorretención especial (3)	2.492.275	4.706.224
Descuentos tributarios y retención en la fuente (4)	91.429	276.991
Total activos por impuestos corrientes	\$ 62.764.699	\$ 109.533.391

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 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Total sociedades Panamá (1)(*)	\$ 47.466.898	\$ 97.950.044
Total sociedades Costa Rica (1)	3.403.917	2.188.090
Total activos por impuestos corrientes	\$ 50.870.815	\$ 100.138.134

(*) La disminución corresponde al uso de los anticipos de renta reconocidos en 2025 en la declaración presentada en marzo de 2026.

• **Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.**

	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Saldo a favor renta (2)	\$ 9.222.147	\$ 4.356.204
Autorretención especial (3)	2.492.275	4.691.154
Retenciones practicadas (4)	91.429	259.866
Total activos por impuestos corrientes	\$ 11.805.851	\$ 9.307.224

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

• **Atlántico Photovoltaic S.A.S.**

	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
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 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Saldos a favor renta (2)	\$ 10.814	\$ 10.814
Total activos por impuestos corrientes	\$ 10.814	\$ 10.814

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 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	12.500	20,00%	\$ 6.905.402	\$ 5.791.195
					\$ 6.905.402	\$ 5.791.195

(*) Las acciones ordinarias y el porcentaje de participación al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 no presentan cambios.

(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 sociedad, inscritas en febrero de 2023 ante la Cámara de Comercio.

Información correspondiente a las asociadas:

La información financiera al 30 de junio de 2026 de la sociedad sobre la cual el Grupo tiene participación directa es la siguiente:

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	Pérdida del periodo
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 53.615.463	\$ 19.088.451	\$ 34.527.012	\$ 53.615.463	\$ 5.571.033

La información financiera al 31 de diciembre de 2025 para el estado de situación financiera y al 30 de junio de 2025 para el estado de resultado de la sociedad sobre la cual 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.	\$ 45.552.246	\$ 16.596.270	\$ 28.955.976	\$ 45.552.246	\$ 5.054.783

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 2026	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio 2025
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 1.114.207	\$ 1.010.957
Enel X Way Colombia S.A.S. (1)	-	36.049
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) (1)	-	(4.339)
Bogotá ZE S.A.S. (1)	-	(13.089)

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

Efecto en resultado método de participación patrimonial	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio 2026	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio 2025
Colombia ZE S.A.S. (1)	-	(48.587)
Usme ZE S.A.S. (1)	-	(3.028.442)
Fontibón ZE S.A.S. (1)	-	(3.514.785)
Total	\$ 1.114.207	\$ (5.562.236)

Efecto en resultado método de participación patrimonial	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2026	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2025
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 1.327.922	\$ 657.297
Enel X Way Colombia S.A.S.	-	16.008
Colombia ZE S.A.S.	-	2.587
Bogotá ZE S.A.S.	-	1.960
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	-	(2)
Usme ZE S.A.S.	-	(1.704.932)
Fontibón ZE S.A.S.	-	(2.841.888)
Total	\$ 1.327.922	\$ (3.868.970)

- (1) Al 30 de junio de 2026 no se reconoce método de participación sobre estas compañías, debido a que Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) fue liquidada el 30 de enero de 2025 y Enel X Way Colombia S.A.S. fue liquidada al 31 de diciembre de 2025. Así mismo, Usme ZE S.A.S., Fontibón ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S. y Colombia ZE S.A.S., compañías sobre las que el Grupo tenía una participación del 20% la cual fue vendida el 28 de mayo de 2025.

13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

Activos Intangibles	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Costos por obtención de contratos (1)	\$ 287.186.116	\$ 328.016.145
Otros activos intangibles identificables	229.257.095	252.414.837
<i>Construcciones y avances de obras</i>	198.758.290	216.074.504
<i>Otros recursos intangibles</i>	30.498.805	36.340.333
Programas informáticos (2)	210.165.154	231.695.828
Concesiones (3)	179.548.518	208.068.012
Derechos y servidumbres (4)	100.977.603	103.682.920
Licencias (5)	6.088.311	7.264.650
Costos de desarrollo	4.120.441	4.376.085
Activos intangibles, neto	\$ 1.017.343.238	\$ 1.135.518.477
<i>Costo</i>		
Costos por obtención de contratos	387.296.828	422.554.708
Otros activos intangibles identificables	287.448.055	312.397.111
<i>Construcciones y avances de obras</i>	198.758.290	216.074.504
<i>Otros recursos intangibles</i>	88.689.765	96.322.607
Programas informáticos	1.093.329.888	1.048.700.551
Concesiones	1.153.874.419	1.258.918.309
Derechos y servidumbres	186.919.715	186.919.715
Licencias	99.635.462	99.764.587
Costos de desarrollo	40.595.489	40.595.489
Activos Intangibles, bruto	\$ 3.249.099.856	\$ 3.369.850.470
<i>Amortización</i>		
Costos por obtención de contratos	(100.110.712)	(94.538.563)
Otros Activos intangibles identificables	(58.190.960)	(59.982.274)
Programas informáticos	(883.164.734)	(817.004.723)
Concesiones	(974.325.901)	(1.050.850.297)
Derechos y servidumbres	(85.942.112)	(83.236.795)
Licencias	(93.547.151)	(92.499.937)
Costos de desarrollo	(36.475.048)	(36.219.404)
Amortización acumulada	\$ (2.231.756.618)	\$ (2.234.331.993)

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

- (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 2026 con respecto a diciembre de 2025 corresponde a amortización mensual y al efecto en tasas de cambio (3.443,59 junio 2026 versus 3.757,08 diciembre 2025).

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución corresponde principalmente a la amortización por \$(66.160.011), otros decrementos del proyecto Guayepo por \$(5.177.942) y traspasos por \$49.807.279, asociado a los siguientes proyectos: proyectos relacionados ICT Colombia por \$(6.149.354), proyectos de infraestructura global por \$(8.655.348), 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, DH People, pronos) por \$(1.548.030).

- (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. La disminución respecto a diciembre de 2025 corresponde a la amortización mensual y al efecto en tasas de cambio (3.443,59 junio 2026 versus 3.757,08 diciembre 2025).

	Costa Rica
Costo	\$ 998.912.869
Amortización	(901.405.451)
Neto Concesiones	\$ 97.507.418

• **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. La disminución respecto a diciembre de 2025 corresponde a la amortización mensual y al efecto en tasas de cambio (3.443,59 junio 2026 versus 3.757,08 diciembre 2025).

	Panamá
Costo	\$ 154.961.550
Amortización	(72.920.450)
Neto Concesiones	\$ 82.041.100

- (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.

- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P la variación corresponde principalmente a la disminución de capitalizaciones para el pilar de distribución M&R y GBS.

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

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

	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 2025	\$ 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	-	-	10.609.551	-	337.163	81.909.053	1.248.591	-	94.104.358
Traspasos	18.048.004	-	4.595	5.954.625	76.734.172	(100.869.251)	-	127.855	-
Amortización	(639.784)	(26.266.935)	(5.057.127)	(1.994.620)	(132.161.453)	-	(31.775.018)	(8.312.442)	(206.207.379)
Retiros	(25.474.550)	-	-	-	-	(377.563)	-	-	(25.852.113)
Diferencia en conversión	-	(38.417.041)	-	(330.055)	-	(305.337)	(59.504.024)	(6.868.730)	(105.425.187)
Otros incrementos (decrementos)	(12.420.914)	11.273	-	(9.690)	-	8.905.331	-	843.288	(2.670.712)
Total movimientos	(20.487.244)	(64.672.703)	5.557.019	3.620.260	(55.090.118)	(10.737.767)	(90.030.451)	(14.210.029)	(246.051.033)
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	\$ 4.376.085	\$ 208.068.012	\$ 103.682.920	\$ 7.264.650	\$ 231.695.828	\$ 216.074.504	\$ 328.016.145	\$ 36.340.333	\$ 1.135.518.477
Adiciones (a)	-	-	-	-	-	32.802.631	-	-	32.802.631
Traspasos	-	-	-	183.111	49.807.279	(49.990.390)	-	-	-
Amortización	(255.644)	(11.840.257)	(2.705.317)	(1.208.401)	(66.160.011)	-	(14.283.030)	(3.067.582)	(99.520.242)
Retiros	-	-	-	-	-	(45.991)	-	-	(45.991)
Diferencia en conversión (b)	-	(16.679.237)	-	(151.049)	-	(28.494)	(26.546.999)	(2.855.559)	(46.261.338)
Otros decrementos (incrementos) (c)	-	-	-	-	(5.177.942)	(53.970)	-	81.613	(5.150.299)
Total movimientos	(255.644)	(28.519.494)	(2.705.317)	(1.176.339)	(21.530.674)	(17.316.214)	(40.830.029)	(5.841.528)	(118.175.239)
Saldo final al 30 de junio de 2026	\$ 4.120.441	\$ 179.548.518	\$ 100.977.603	\$ 6.088.311	\$ 210.165.154	\$ 198.758.290	\$ 287.186.116	\$ 30.498.805	\$ 1.017.343.238

(a) Al 30 de junio de 2026 se registraron adiciones correspondientes a:

Principales proyectos	Del 01 de enero al 30 de junio de 2026
Colombia	
Proyecto E-home	\$ 6.012.885
Otros software corporativos de proyectos de distribución	5.762.990
Proyecto Salesforce	4.119.154
Otros desarrollos de renovables e ICT	4.081.647
Evolutivos técnicos y de negocio	3.104.183
BD-Solar Valledupar	2.113.658
Proyecto Resiliencia	2.003.080
Incrementos de proyectos y desarrollos de ICT	1.846.645
Grid Blue Sky	1.525.028
Proyecto Fiori	1.568.112
BD -Solar Chinu	293.292
Proyecto Módulo de PQR's, atención de Solicitudes y Refactorización Plataforma Comercial	208.532
DH people	142.678
Centroamérica	
Costa Rica: Enel Costa Rica CAM S.A.: Sap Global.	17.577
Guatemala: Enel Guatemala S.A.: Desarrollo hidroeléctrico y licencias.	3.170
Total	\$ 32.802.631

(b) **Centroamérica:**

Corresponde al efecto por tasa de cambio del 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros Consolidados a la moneda de presentación.

(c) Al 30 de junio de 2026 los otros incrementos/decrementos corresponden principalmente al siguiente proyecto:

Principales proyectos	Del 1 de enero al 30 de junio de 2026
Proyecto Guayepo	\$ (5.177.942)
Total	\$ (5.177.942)

Al 30 de junio de 2026, el Grupo no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

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 2026, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

Al 30 de junio de 2026 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de intangibles y no presentan cambios significativos.

Promedio de años de vida útil remanente Colombia			
Concepto	2026	2025	
Derechos y servidumbres	30	30	
Costos de desarrollo	7	7	
Licencias	4	4	
Programas informáticos	2	3	

Promedio de años de vida útil remanente Centroamérica							
Concepto	Costa Rica		Panamá		Guatemala		
	2026	2025	2026	2025	2026	2025	
Concesiones	6	6	22	23	-	-	-
Derechos	3	3	-	-	11	11	11

14. Propiedades, planta y equipo, neto

	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Plantas y equipos (1)	\$ 20.288.249.895	\$ 20.179.135.280
Plantas de generación hidroeléctrica	9.086.034.674	9.475.377.409
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	7.817.091.531	7.506.044.224
Renovables	2.791.102.284	2.627.454.422
Plantas de generación termoeléctrica	594.021.406	570.259.225
Construcción en curso (2) (*)	2.212.050.760	2.687.578.591
Edificios (3)	2.203.321.446	1.827.786.797
Terrenos (3)	572.161.114	551.939.152
Arrendamientos financieros (4)	323.534.575	325.610.122
Activos por uso NIIF 16	323.534.575	325.610.122
Terrenos	190.111.537	186.965.619
Edificios	96.656.075	97.889.166
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	36.766.963	40.755.337
Instalaciones fijas y otras (3)	91.505.631	110.639.127
Otras instalaciones	57.330.365	67.003.884
Instalaciones fijas y accesorios	34.175.266	43.635.243
Propiedades, plantas y equipos, neto	\$ 25.690.823.421	\$ 25.682.689.069
Costo		
Plantas y equipos	\$ 33.434.787.530	\$ 33.040.765.920
Plantas de generación hidroeléctrica	14.483.037.955	14.853.484.589
Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución	14.650.639.746	14.139.213.581
Renovables	3.122.517.918	2.917.226.241
Plantas de generación termoeléctrica	1.178.591.911	1.130.841.509
Construcción en curso	2.212.050.760	2.687.578.591
Edificios	2.494.212.936	2.088.608.503
Terrenos	572.161.114	551.939.152
Arrendamientos financieros	450.499.857	438.796.045
Instalaciones fijas y otras	839.602	839.602
Activos por uso NIIF 16	449.660.255	437.956.443
Terrenos	234.249.738	227.490.091
Edificios	119.965.518	118.005.028
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	95.444.999	92.461.324
Instalaciones fijas y otras	487.433.625	493.573.386
Otras instalaciones	357.915.795	362.848.551
Instalaciones fijas y accesorios	129.517.830	130.724.835
Propiedades, plantas y equipos, bruto	\$ 39.651.145.822	\$ 39.301.261.597
Depreciación		
Plantas y equipos (**)	\$ (13.146.537.635)	\$ (12.861.630.640)

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 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Plantas de generación hidroeléctrica	(5.346.506.644)	(5.323.013.541)
Deterioro Plantas de generación hidroeléctrica	(50.496.637)	(55.093.639)
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	(6.833.548.215)	(6.633.169.357)
Renovables	(331.415.634)	(289.771.819)
Plantas de generación termoeléctrica	(584.570.505)	(560.582.284)
Edificios	(290.891.490)	(260.821.706)
Arrendamientos financieros	(126.965.282)	(113.185.923)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(126.125.680)	(112.346.321)
Terrenos	(44.138.201)	(40.524.472)
Edificios	(23.309.443)	(20.115.862)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(58.678.036)	(51.705.987)
Instalaciones fijas y otras	(395.927.994)	(382.934.259)
Otras instalaciones	(300.585.430)	(295.844.667)
Instalaciones fijas y accesorios	(95.342.564)	(87.089.592)
Depreciación acumulada	\$ (13.960.322.401)	\$ (13.618.572.528)

(*) 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 2026 son los siguientes:

Plantas y equipos	Valor
Panamá	\$ 1.194.314.158
Guatemala	1.060.010.607
Costa Rica	71.043.617
Total Centroamérica	\$ 2.325.368.382
Colombia	17.962.881.513
Total plantas y equipos	\$ 20.288.249.895

- (2) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuadas por el Grupo al 30 de junio de 2026, 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 2026
Colombia	
Líneas, redes y subestaciones	\$ 1.148.500.053
Mejoras, reposiciones y modernizaciones efectuadas en las centrales de generación	374.750.140
Proyectos de energía renovable:	
Solar Atlántico	318.324.680
Solar Guayepo	277.602.779
Solar La Loma	13.869.245
Solar El Paso	3.109.265
Iluminación pública	9.025.462
Otros proyectos de inversión en centrales de generación, renovables y distribución	12.588.997
Centroamérica	
<u>Panamá:</u>	
Enel Fortuna S.A.: Casa de máquinas, obras de captación y derivación.	21.044.281
Enel Panamá CAM S.R.L.: Proyecto Santa Cruz y torres de medición.	4.736.545
Enel Renovable S.R.L.: Mejoras paneles Sol de David y Madre Vieja.	3.630.664
<u>Guatemala:</u>	
Generadora de Occidente S.A.: Proyecto Repowering Casa de máquinas, línea de transmisión.	10.188.481
Tecnoguat S.A.: Proyecto de presa y proyecto línea de transmisión.	2.733.728
Renovables de Guatemala S.A.: Proyecto casa de máquinas, proyecto línea de transmisión.	2.714.789

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

Principales proyectos	Al 30 de junio de 2026
Enel Guatemala S.A.: Equipo de computo	240.406
Costa Rica:	
PH Chucús S.A.: Dique de obra de defensa hidráulica, margen izquierdo.	6.098.099
PH Don Pedro S.A.: Válvula esférica, medidores de conducción.	2.045.114
PH Río Volcán S.A.: Medidores de conducción, vertedero.	784.614
Enel Costa Rica CAM S.A.: Otros	63.418
Total construcciones en curso	\$ 2.212.050.760

(3) El siguiente es el detalle por país al 30 de junio de 2026:

Terrenos	Valor
Panamá	\$ 6.392.044
Costa Rica	1.242.495
Guatemala	929.492
Total Centroamérica	\$ 8.564.031
Colombia	563.597.083
Total Terrenos	\$ 572.161.114
Edificaciones	Valor
Panamá	\$ 193.536.450
Guatemala	6.753.552
Costa Rica	68.850
Total Centroamérica	\$ 200.358.852
Colombia	2.002.962.594
Total Edificaciones	\$ 2.203.321.446
Otras instalaciones	Valor
Guatemala	\$ 22.400.587
Panamá	13.371.565
Costa Rica	13.951.761
Total Centroamérica	\$ 49.723.913
Colombia	41.781.718
Total Otras instalaciones	\$ 91.505.631

(4) El siguiente es el detalle por país al 30 de junio de 2026:

Terrenos	Valor
Panamá	\$ 18.525.326
Guatemala	14.418.112
Total Centroamérica	\$ 32.943.438
Colombia	157.168.099
Total terrenos	\$ 190.111.537
Edificaciones	Valor
Guatemala	\$ 2.901.245
Panamá	2.382.575
Costa Rica	1.385.488
Total Centroamérica	\$ 6.669.308
Colombia	89.986.767
Total edificaciones	\$ 96.656.075
Otras instalaciones	Valor
Guatemala	\$ 7.207.622
Panamá	1.375.906
Costa Rica	1.083.560
Total Centroamérica	\$ 9.667.088
Colombia	27.099.875
Total otras instalaciones	\$ 36.766.963

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

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

	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos				Arrendamientos financieros	Propiedades, Planta y Equipo
				Plantas de generación hidroeléctrica, termoelectrica y renovables	Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	Instalaciones fijas, accesorios y otros			
Saldo inicial al 01 de enero de 2025	\$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	2.948.420.726	-	2.636.126	-	4.382.861	-	64.879.377		3.020.319.090
Trasposos	(2.478.041.871)	64.796.293	455.736.823	699.513.051	1.230.949.762	27.045.942	-		-
Retiros	-	(9.971.150)	-	(1.147.066)	(13.571.006)	(1.253.064)	-		(25.942.286)
Gasto por depreciación	-	-	(53.859.102)	(400.102.868)	(421.560.055)	(33.028.757)	(31.918.639)		(940.469.421)
Diferencia en conversión	(9.426.537)	(1.620.025)	(35.915.543)	(458.237.177)	-	(8.354.122)	(7.104.671)		(520.658.075)
Otros incrementos (decrementos)	69.260.175	(10.795.802)	4.385.467	95.272.649	-	(215.909)	5.747.721		163.654.301
Total movimientos	530.212.493	42.409.316	372.983.771	(64.701.411)	800.201.562	(15.805.910)	31.603.788		1.696.903.609
Saldo final 31 de diciembre de 2025	\$2.687.578.591	\$551.939.152	\$1.827.786.797	\$12.673.091.056	\$7.506.044.224	\$110.639.127	\$325.610.122		\$25.682.689.069
Adiciones (a)	765.778.166	-	-	-	-	-	2.157.750		767.935.916
Trasposos(b)	(1.237.330.137)	25.303.203	424.262.488	256.078.774	520.650.717	11.034.955	-		-
Retiros (c)	-	-	(1.087)	(612.603)	(2.271.374)	(463)	-		(2.885.527)
Gasto por depreciación	-	-	(35.522.043)	(214.456.145)	(207.299.080)	(25.698.565)	(17.568.812)		(500.544.645)
Diferencia en conversión (d)	(3.723.246)	(779.647)	(18.382.651)	(212.962.026)	-	(4.510.916)	(4.380.218)		(244.738.704)
Otros decrementos (incrementos) (e)	(252.614)	(4.301.594)	5.177.942	(29.980.692)	(32.956)	41.493	17.715.733		(11.632.688)
Total movimientos	(475.527.831)	20.221.962	375.534.649	(201.932.692)	311.047.307	(19.133.496)	(2.075.547)		8.134.352
Saldo final 30 de junio de 2026	\$2.212.050.760	\$572.161.114	\$2.203.321.446	\$12.471.158.364	\$7.817.091.531	\$91.505.631	\$323.534.575		\$25.690.823.421

(a) Al 30 de junio de 2026, 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:

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 30 de junio de 2026
Colombia		
Lineas y redes	Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución.	\$ 323.510.061
Subestaciones y centros de Transformación	Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT.	108.251.505
Solar Atlantico	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	92.408.571
Solar Guayepo	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	87.411.580
CH-Guavio	Sedimentación Guavio Fase I; sistema esator; recuperación rodetes, ductos, transformadores y turbina de la central.	53.734.349
CH-Centrales menores	Modernización equipos de Patio, estructura de descarga Bocatoma y sistema de turbina centrales, sistemas auxiliares, cargadores de baterías y sistemas de refrigeración.	25.211.404
CC-Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, Proyectos OCM y mejoramiento ambiental BEEP.	15.187.948
Sedes Administrativas y Comerciales	Obras civiles, equipos, mobiliarios, equipos de cómputo del edificio Calle 93 y sedes comerciales de Cundinamarca.	9.603.650
Solar La Loma	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	6.544.179
CH- Paraiso	Automatización y telecontrol centrales; modernización cargadores de baterías central Paraiso; sistemas de turbina Guaca y Paraiso; estabilización talud Paraiso.	5.734.856
CH- Guaca	Sistema de automatización y telecontrol; Recuperación transformadores y turbina.	4.755.174
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.	4.024.365
Solar Fundación	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos.	2.945.513
Otras inversiones	Obras civiles y mobiliarios centrales Hidroeléctricas y térmicas.	2.862.366
Solar el Paso	Servicios auxiliares central; recuperación sistema de turbina.	2.228.841
CH-Dario Valencia	Sistema de Chimenea U3 y recuperación calderas central unidades 2 y 3, mantenimiento turbina.	1.790.582
Centroamérica		
Panamá	Unidad de automatización, modernización tableros, modernización sistema Scada.	9.394.645
Guatemala	Proyecto casa de máquinas, proyecto repowering Canada.	8.969.997
Costa Rica	Medidores de flujo de conducción, compuertas Botacomo Chucús y diques de obras de defensa hidráulica.	3.366.330
Total adiciones		\$ 767.935.916

(b) Al 30 de junio de 2026, los trasposos 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:

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

Proyecto	Total activación
Colombia	
CH-Quimbo y Betania	\$ 487.924.732
Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT), transformadores de distribución e iluminación pública	378.693.567
Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	212.713.337
Guayepo	87.940.942
Inversión en activos de apoyo en curso como terrenos, construcciones y edificaciones Administrativas, maquinaria, equipo de cómputo y comunicación y vehículos.	41.688.504
CH- Guaca, Paraíso y Guavio	9.199.032
Mobiliario y equipos de cómputo y comunicación	7.896.730
CH-Centrales menores (Río Bogotá)	4.116.749
La Loma	848.801
El Paso	106.770
Fundación	9.184
Centroamérica	
Guatemala: equipo de computo	2.997.817
Panamá: Unidad de automatización, modernización tableros.	2.315.626
Costa Rica: Equipos de automatización, otros proyectos.	878.346
Total	\$ 1.237.330.137

- (c) Al 30 de junio de 2026 se realizaron bajas por \$(2.885.527) correspondientes a transformadores de alta y media tensión en la línea de distribución por \$(2.271.374); baja por mantenimiento en centrales hidráulicas de generación e instalaciones fijas y otros por \$(614.153).

(d) **Centroamérica**

Corresponde al efecto por tasa de cambio del 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros consolidados a la moneda de presentación.

- (e) Al 30 de junio de 2026 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 \$(30.164.171); arrendamiento financiero por renegociación de contratos y aumentos por IPC por \$17.715.732 y traspaso al activo mantenido para la venta de los predios Anapoima y SC Facatativá por \$(2.276.220).

Al 30 de junio de 2026 el Grupo presenta propiedades, planta y equipos (terrenos) cuya titularidad tiene restricción así: i) El Quimbo por \$25.581.482; ii) Guavio y Río Bogotá por \$713.610 y iii) Terreno Subestación Chía por \$235.173.

Al 30 de junio de 2026 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 2026 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 remanente Colombia		
Clases de propiedad, planta y equipo	2026	2025
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	54	54
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	27	28
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	27	28

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

Promedio de años de vida útil de años remanente Colombia

Clases de propiedad, planta y equipo	2026	2025
Torres de medición eólica	-	1
Estaciones solares	25	26
Páneles y Miscelaneos	26	27
Subestaciones	25	25
Redes de alta tensión	35	35
Red de baja y media tensión	31	32
Equipos de medida y telecontrol	20	20
Edificios	43	42
Instalaciones fijas, accesorios y otras	8	9
Activos para uso NIIF 16		
Edificios	35	35
Terrenos	27	27
Vehículos	1	1

Promedio de años de vida útil remanente Centroamérica

Clases de propiedad, planta y equipo	Costa Rica		Panamá		Guatemala	
	2026	2025	2026	2025	2026	2025
Plantas y equipos						
Obra civil plantas y equipos	22	23	22	23	35	36
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	8	9	22	23	-	-
Páneles y Miscelaneos	-	-	20	21	-	-
Edificios	32	33	21	21	17	18
Instalaciones fijas, accesorios y otras	8	8	18	18	9	8
Activos para uso NIIF 16						
Edificios	6	7	5	5	6	7
Terrenos	-	-	19	19	27	27
Vehículos	3	5	2	2	2	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 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 85.964.293	\$ 93.790.122
Enel Renovable S.R.L.	11.197.482	12.216.854
	\$ 97.161.775	\$ 106.006.976

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 2277 de 2022 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 2026 por tarifa se presenta a continuación:

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

	Costa Rica	Panamá	Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Al 30 de junio de 2026
Activos por impuestos diferidos (1)	\$ 265.797	\$ 2.894.881	\$ 5.248.440	\$ 8.409.118
Total impuesto diferido activo	\$ 265.797	\$ 2.894.881	\$ 5.248.440	\$ 8.409.118

(1) Al 30 de junio de 2026, el detalle del activo por impuestos diferidos está compuesto por:

Impuesto diferido activo	Saldo inicial al 1 de enero de 2026	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en resultados (i)	Movimiento diferido Centroamérica	Saldo final al 30 de junio de 2026
Provisiones y otros (a)	\$ 8.174.775	\$ 1.388.672	\$ 660.280	\$ 10.223.727
Propiedad planta y equipo	(1.830.264)	15.655	-	(1.814.609)
Total impuesto diferido activo	\$ 6.344.511	\$ 1.404.327	\$ 660.280	\$ 8.409.118

(a) Al 30 de junio de 2026, el detalle de provisiones y otros, asociados al impuesto diferido activo corresponde a:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2026	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 30 de junio de 2026
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 6.405.960	\$ 660.281	\$ 7.066.241
Otros	1.768.815	1.388.671	3.157.486
Total	\$ 8.174.775	\$ 2.048.952	\$ 10.223.727

Pasivos por impuestos diferidos:

A continuación, se incluye el detalle del pasivo por impuesto diferido neto al 30 de junio de 2026:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2026	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 2026
Impuesto diferido activo					
Provisiones y otros (1)	\$ 176.817.074	\$ 22.296.313	\$ -	\$ -	\$ 199.113.387
Obligaciones de aportación definida	25.082.501	(64.651)	-	-	25.017.850
Forward y swap	(6.970.043)	(378.601)	8.937.365	-	1.588.721
Total impuesto diferido activo	\$ 194.929.532	\$ 21.853.061	\$ 8.937.365	\$ -	\$ 225.719.958
Impuesto diferido pasivo					
Otros	(289.441)	(12.641.865)	-	-	(12.931.306)
Método de participación Centroamérica	(43.222.067)	(2.533.367)	-	-	(45.755.434)
Centroamérica (2)	(165.485.044)	17.943.073	-	(3.212.170)	(150.754.141)
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (3)	(766.575.330)	(105.092.795)	-	-	(871.668.125)
Total impuesto diferido pasivo	\$ (975.571.882)	\$ (102.324.954)	\$ -	\$ (3.212.170)	\$ (1.081.109.006)
Impuesto diferido activo (pasivo), neto	\$ (780.642.350)	\$ (80.471.893)	\$ 8.937.365	\$ (3.212.170)	\$ (855.389.048)

(i) La variación en el impuesto diferido en estado de resultado al 30 de junio de 2026 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 2026, el detalle del impuesto diferido pasivo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2026	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 30 de junio de 2026
Otros	\$ 88.280.825	\$ 911.147	\$ 89.191.972
Provisión de cuentas incobrables (a)	43.970.478	(511.467)	43.459.011

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 2026	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 30 de junio de 2026
Provisión obligaciones laborales (b)	25.293.344	(6.560.658)	18.732.686
Provisiones de trabajos y servicios	12.700.258	29.394.121	42.094.379
Provisión por desmantelamiento	4.879.492	77.358	4.956.850
Provision pasivos contingentes (c)	1.692.677	(1.014.188)	678.489
	\$ 176.817.074	\$ 22.296.313	\$ 199.113.387

- (a) Corresponde principalmente a la provisión por deterioro de cartera de la línea de negocio de distribución de energía.
- (b) Corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración (provisión fondo de transición), provisión expatriados y provisiones e incentivos.
- (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".

(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 2026
Costa Rica (a)	\$ (21.156.256)
Panamá (b)	(129.597.885)
Total impuesto diferido, neto	\$ (150.754.141)

- (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 2277 de 2022 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35%. El impuesto diferido al 30 de junio de 2026 se presenta a continuación:

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

	2026 en adelante
Provisiones y pasivos estimados	\$ 469.787.886
Cartera	45.725.361
Obligaciones de aportación definida	124.861.730
Instrumentos financieros	(46.306.193)
Otros	13.898.813
Propiedades, planta y equipo	(2.495.272.335)
	(1.887.304.738)
Tarifa	35%
Impuesto	(660.556.658)
Donaciones	
Tarifa	25%
Impuesto	-
Ganancias ocasionales	11.181.233
Tarifa	15%
Impuesto	1.677.185
Total impuesto diferido pasivo (sin MPP Centroamérica)	(658.879.473)
Base método de participación de Centroamérica	265.169.190
Impuesto pasivo por método de participación	(45.755.434)
Total impuesto diferido pasivo Centroamérica	(150.754.141)
Total impuesto diferido pasivo, neto	\$ (855.389.048)

17. Otros pasivos financieros

	Al 30 de junio de 2026			Al 31 de diciembre de 2025		
	Corriente		No corriente	Corriente		No corriente
	Capital	Intereses		Capital	Intereses	
Obligaciones Bancarias (1)	\$ 854.916.100	\$ 150.148.049	\$ 7.022.878.013	\$ 1.250.718.964	\$ 140.559.450	\$ 7.324.344.834
Obligaciones por leasing (2)	37.951.925	12.434.884	280.526.433	36.735.398	9.239.462	283.775.062
Instrumentos derivados (3)	25.027.283	-	-	7.891.790	-	24.443
Bonos emitidos (4)	-	9.494.093	972.416.208	-	9.088.313	972.398.128
	\$ 917.895.308	\$ 172.077.026	\$ 8.275.820.654	\$ 1.295.346.152	\$ 158.887.225	\$ 8.580.542.467

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P., el detalle de las obligaciones por préstamos de deuda al 30 de junio de 2026 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
Bancolombia S.A.	12,71%	30/11/2026	\$ 2.937.422	\$ 260.000.000	\$ 262.937.422	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Mufg bank ltd.	15,04%	12/4/2028	14.346.694	227.875.000	242.221.694	227.875.000	-	-	-	-	227.875.000
Banco BBVA Colombia S.A.	5,80%	2/11/2026	2.014.801	215.000.000	217.014.801	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	10,58%	15/7/2026	62.943.375	-	62.943.375	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	12,75%	28/4/2029	3.264.800	50.000.000	53.264.800	50.000.000	50.000.000	-	-	-	100.000.000
International Finance Corporation	14,39%	15/10/2031	36.534.472	-	36.534.472	-	60.557.850	60.557.850	351.235.530	728.391.550	1.200.742.780
European Investment Bank	12,62%	22/7/2035	16.280.827	-	16.280.827	5.020.550	5.020.550	5.020.550	5.020.550	175.719.250	195.801.450
European Investment Bank	12,03%	22/7/2035	15.761.903	-	15.761.903	5.020.550	5.020.550	5.020.550	5.020.550	175.719.250	195.801.450
Bancolombia S.A.	13,05%	15/7/2026	15.401.683	-	15.401.683	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	13,65%	5/4/2028	15.164.680	-	15.164.680	480.000.000	-	-	-	-	480.000.000
Bancolombia S.A.	13,35%	26/11/2032	9.916.125	-	9.916.125	-	-	-	-	775.000.000	775.000.000
Bancolombia S.A.	13,51%	28/7/2028	9.457.019	-	9.457.019	-	411.000.000	-	-	-	411.000.000
Bancolombia S.A.	13,69%	26/2/2031	1.808.528	5.250.000	7.058.528	7.000.000	7.000.000	7.000.000	4.666.667	-	25.666.667
European Investment Bank	12,37%	28/11/2033	6.939.135	-	6.939.135	-	-	-	-	593.857.152	593.857.152
European Investment Bank	12,37%	28/11/2033	5.452.178	-	5.452.178	-	-	-	-	466.602.048	466.602.048
Banco Davivienda S.A.	13,01%	13/3/2029	1.334.535	3.750.000	5.084.535	5.000.000	3.750.000	-	-	-	8.750.000
Banco Popular S.A.	13,43%	26/11/2029	3.734.792	-	3.734.792	-	-	300.000.000	-	-	300.000.000
Banco de Bogotá S.A.	10,38%	19/2/2035	231.467	2.916.666	3.148.133	8.750.000	8.750.000	8.750.000	8.750.000	32.083.333	67.083.333
Banco BBVA Colombia S.A.	12,49%	19/10/2027	2.433.333	-	2.433.333	100.000.000	-	-	-	-	100.000.000
Banco de Bogotá S.A.	13,35%	15/8/2034	320.342	1.875.000	2.195.342	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	7.916.667	17.916.667
Banco Davivienda S.A.	13,78%	22/12/2030	2.175.855	-	2.175.855	-	-	-	660.000.000	-	660.000.000
European Investment Bank	12,97%	28/11/2033	1.818.914	-	1.818.914	-	-	-	-	148.464.288	148.464.288

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.	12,68%	30/11/2027	1.623.333	-	1.623.333	150.000.000	-	-	-	-	150.000.000
Banco Davivienda S.A.	13,49%	26/11/2031	1.615.597	-	1.615.597	-	-	-	-	125.000.000	125.000.000
European Investment Bank	12,97%	28/11/2033	1.429.146	-	1.429.146	-	-	-	-	116.650.512	116.650.512
Bancolombia S.A.	13,38%	30/11/2028	1.014.600	-	1.014.600	-	89.000.000	-	-	-	89.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	13,65%	11/9/2030	944.161	-	944.161	-	-	-	130.000.000	-	130.000.000
Banco de Bogotá S.A.	13,79%	19/3/2031	913.733	-	913.733	-	-	-	207.666.666	-	207.666.666
Bancolombia S.A.	12,91%	23/12/2027	550.533	-	550.533	200.000.000	-	-	-	-	200.000.000
Banco Davivienda S.A.	10,53%	27/2/2036	33.500	-	33.500	1.250.000	3.750.000	3.750.000	3.750.000	17.500.000	30.000.000
Total créditos			\$238.397.483	\$766.666.666	\$1.005.064.149	\$1.242.416.100	\$646.348.950	\$392.598.950	\$1.378.609.963	\$3.362.904.050	\$7.022.878.013

El detalle de las obligaciones por préstamos de deuda al 31 de diciembre de 2025 era 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 Colpatría S.A.	10,10%	14/5/2026	\$ 5.015.737	\$ 400.000.000	\$ 405.015.737	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Bancolombia S.A.	10,16%	30/11/2026	2.348.320	260.000.000	262.348.320	-	-	-	-	-	-
Mufg bank ltd.	13,02%	12/4/2028	15.620.594	227.875.000	243.495.594	227.875.000	113.937.500	-	-	-	341.812.500
Banco BBVA Colombia S.A.	5,80%	2/11/2026	2.014.801	215.000.000	217.014.801	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	9,20%	15/7/2026	2.605.250	60.000.000	62.605.250	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	10,08%	28/4/2029	3.525.167	50.000.000	53.525.167	50.000.000	50.000.000	50.000.000	-	-	150.000.000
International Finance Corporation	12,38%	15/10/2031	33.244.990	-	33.244.990	-	60.557.850	60.557.850	351.235.530	726.754.204	1.199.105.434
Bancolombia S.A.	10,63%	15/7/2026	333.840	15.000.000	15.333.840	-	-	-	-	-	-
European Investment Bank	11,21%	22/7/2035	10.189.994	5.020.550	15.210.544	5.020.550	5.020.550	5.020.550	5.020.550	175.719.250	195.801.450
European Investment Bank	10,63%	22/7/2035	9.661.340	5.020.550	14.681.890	5.020.550	5.020.550	5.020.550	5.020.550	175.719.250	195.801.450
Bancolombia S.A.	11,26%	5/4/2028	12.745.920	-	12.745.920	-	480.000.000	-	-	-	480.000.000
Bancolombia S.A.	11,01%	26/11/2032	8.236.700	-	8.236.700	-	-	-	-	775.000.000	775.000.000
Bancolombia S.A.	10,83%	28/7/2028	7.763.676	-	7.763.676	-	411.000.000	-	-	-	411.000.000
European Investment Bank	10,53%	28/11/2033	5.904.812	-	5.904.812	-	-	-	-	593.857.152	593.857.152
Bancolombia S.A.	11,14%	26/2/2031	645.225	5.250.000	5.895.225	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	1.166.667	29.166.667
Banco Davivienda S.A.	10,85%	13/3/2029	1.338.745	3.750.000	5.088.745	5.000.000	5.000.000	1.250.000	-	-	11.250.000
European Investment Bank	10,53%	28/11/2033	4.639.495	-	4.639.495	-	-	-	-	466.602.048	466.602.048
Banco Popular S.A.	11,02%	26/11/2029	3.191.400	-	3.191.400	-	-	300.000.000	-	-	300.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	10,09%	19/10/2027	2.008.689	-	2.008.689	100.000.000	-	-	-	-	100.000.000
Banco Davivienda S.A.	11,32%	22/12/2030	1.992.833	-	1.992.833	-	-	-	660.000.000	-	660.000.000
European Investment Bank	11,13%	28/11/2033	1.560.333	-	1.560.333	-	-	-	-	148.464.288	148.464.288
Banco Davivienda S.A.	11,15%	26/11/2031	1.344.750	-	1.344.750	-	-	-	-	125.000.000	125.000.000
Bancolombia S.A.	10,32%	30/11/2027	1.325.333	-	1.325.333	150.000.000	-	-	-	-	150.000.000
European Investment Bank	11,13%	28/11/2033	1.225.976	-	1.225.976	-	-	-	-	116.650.512	116.650.512
Banco de Bogotá S.A.	10,48%	5/4/2026	860.378	284.055	1.144.433	-	-	-	-	-	-
Banco de Bogotá S.A.	11,17%	15/8/2034	94.551	833.333	927.884	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	9.166.666	19.166.666
Bancolombia S.A.	11,02%	30/11/2028	837.787	-	837.787	-	89.000.000	-	-	-	89.000.000
Banco de Bogotá S.A.	11,37%	19/3/2031	818.599	-	818.599	-	-	-	-	207.666.667	207.666.667
Banco BBVA Colombia S.A.	11,22%	11/9/2030	816.953	-	816.953	-	-	-	130.000.000	-	130.000.000
Itaú Colombia S.A.	11,86%	19/6/2029	652.598	-	652.598	-	79.500.000	79.500.000	-	-	159.000.000
Bancolombia S.A.	10,30%	23/12/2027	496.250	-	496.250	200.000.000	-	-	-	-	200.000.000
Banco de Bogotá S.A.	8,17%	19/2/2035	183.890	-	183.890	7.291.667	8.750.000	8.750.000	8.750.000	36.458.333	70.000.000
Total créditos			\$143.244.926	\$1.248.033.488	\$1.391.278.414	\$759.707.767	\$1.317.286.450	\$519.598.950	\$1.169.526.630	\$3.558.225.037	\$7.324.344.834

Durante el 2026 se adquirió la siguiente obligación financiera:

Entidad	Fecha de desembolso	Fecha de vencimiento	Años	Monto	Tasa
Davivienda S.A. (Findeter)	27 de febrero de 2026	27 de febrero de 2036	10	\$ 30.000.000	IBR 1M - 1%
Total				\$ 30.000.000	

Y se pagaron las siguientes obligaciones financieras:

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

- Banco Davivienda S.A. con vencimientos el día 13 de cada mes, durante primer semestre de 2026 por \$(416.667) c/u.
- Bancolombia S.A. con pagos mensuales desde el 26 de marzo de 2026 por \$(583.333).
- Banco de Bogotá S.A. con vencimientos el día 05 de cada mes con pagos de enero a abril de 2026 por \$(284.056) c/u.
- Bancolombia S.A. con pago el 28 de abril por \$(50.000.000)
- Scotiabank Colpatría S.A. con pago el 14 de mayo por \$(400.000.000)
- Banco Mufg Bank Ltda. con pago el 13 de abril por \$(113.937.500).

Pago anticipado de crédito 2026 por excedente de caja así:

- Banco Itaú S.A. el 23 de febrero de 2026 por \$(159.000.000).

Al 30 de junio de 2026, el grupo dispone de \$4.368.793.259 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.

Covenants Financieros Activos:

El 9 de abril de 2026, S&P Global Ratings rebajó la calificación crediticia internacional de Enel Colombia S.A. E.S.P., de “BBB-” con perspectiva negativa a “BB+” con perspectiva estable. Este ajuste se produce como consecuencia de la rebaja de la calificación soberana de la República de Colombia, que pasó de “BB” a “BB-” con perspectiva estable.

Como resultado de lo anterior, a partir de dicha fecha se activa un covenant financiero previsto en los contratos de financiación suscritos con European Investment Bank (EIB), MUFG Bank e International Finance Corporation (IFC), el cual establece que el indicador Deuda Neta/EBITDA, medido al cierre de cada trimestre fiscal, no podrá superar 3,5 veces.

Al 30 de junio de 2026, la ratio Deuda Neta/ EBITDA se ubicó en 1,1 veces, cumpliendo con el límite establecido en estos contratos.

- (2) El detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 30 de junio de 2026 y al 31 de diciembre de 2025:

	Al 30 de junio de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Terrenos (a)	\$ 22.052.626	\$ 185.407.318	\$ 18.760.341	\$ 178.381.710
Vehículos (b)	17.519.583	19.557.343	16.075.540	24.754.621
Edificios (c)	10.814.600	75.561.772	11.138.979	80.638.731
Total	\$ 50.386.809	\$ 280.526.433	\$ 45.974.860	\$ 283.775.062

Colombia

En las compañías Enel Colombia S.A. E.S.P. y Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el aumento por \$6.972.650 corresponde a:

- (a) La variación corresponde principalmente al ajuste de normalización en saldos por modificación de tasas de descuento resultado de los incrementos por IPC en el sistema CLM en contratos entre 2023 y 2026 por \$9.511.949, ajustes por IPC en contratos por \$4.060.040 y amortización de capital y pago de intereses por \$388.323.
- (b) La variación corresponde a la amortización de capital y pago de intereses por \$(7.566.976), ajustes por IPC en contratos por \$3.595.694, ajuste de normalización en saldos por modificación de tasas de

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

descuento resultado de los incrementos por IPC en el sistema CLM en contratos entre 2023 y 2026 por \$565.225 y firma de nuevos contratos por \$233.539.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. la disminución corresponde a la amortización de capital por \$(6.453) y de intereses por \$(5.710), de acuerdo con el contrato por arrendamiento de vehículo con Equirent Vehículos y Maquinaria S.A.S de julio 2025 por 4 años a una tasa del 12,31%.

- (c) La variación corresponde a la amortización de capital y pago de intereses por \$(3.999.817), ajustes por IPC en contratos por \$122.106 y ajuste de normalización en saldos por modificación de tasas de descuento, resultado de los incrementos por IPC en el sistema CLM en contratos entre 2023 y 2026 por \$74.730.

Centroamérica

En las compañías de Centroamérica se presenta una disminución por \$(5.809.330) 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, María Aparicio, Marcelo Gonzalez 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 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Terrenos	\$ 2.800.839	\$ 17.309.611	\$ 3.240.798	\$ 19.266.833
Vehículos	1.519.048	6.446	1.464.510	-
Edificios	1.458.176	1.606.690	1.738.025	2.475.991
	\$ 5.778.063	\$ 18.922.747	\$ 6.443.333	\$ 21.742.824

Guatemala: Corresponde principalmente a la renta del edificio de las oficinas centrales con Birra S.A 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 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Terrenos	\$ 3.192.811	\$ 17.490.036	\$ 3.038.013	\$ 18.890.072
Vehículos	926.426	5.074.909	881.486	5.481.129
Edificios	532.274	2.915.768	506.442	3.149.184
	\$ 4.651.511	\$ 25.480.713	\$ 4.425.941	\$ 27.520.385

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 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Vehiculos	\$ 298.424	\$ 837.841	\$ 322.137	\$ 1.082.386
Edificios	204.422	1.398.421	207.995	1.636.471
	\$ 502.846	\$ 2.236.262	\$ 530.132	\$ 2.718.857

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

(3) Al 30 de junio de 2026, la principal variación corresponde a la constitución de veinticuatro (24) derivados de cobertura y cuatro (4) Swap de interés 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	31/7/2026	7.000.000	USD	3.877,80	\$ 3.961.292
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/8/2026	7.000.000	USD	3.877,80	3.879.834
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	28/1/2027	2.350.000	USD	4.643,00	2.251.930
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Itaú Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	15/1/2027	401.644.000	COP	0,08	2.054.882
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Banco BBVA Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	26/2/2027	775.000.000	COP	0,05	1.468.806
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Goldman Sachs International	Cash Flow Hedge	21/5/2027	742.321.440	COP	0,12	1.233.610
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2026	2.500.000	USD	3.722,00	1.018.937
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Goldman Sachs International	Cash Flow Hedge	21/5/2027	583.252.560	COP	0,12	969.263
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	31/11/2026	2.380.000	USD	3.722,00	960.187
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	31/7/2026	2.230.000	USD	3.722,00	922.089
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	30/11/2026	2.050.000	USD	3.722,00	827.103
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	31/8/2026	1.760.000	USD	3.722,00	721.276
Trading	Energía	Derivex S.A.	Trading	31/7/2026	-	COP	3.443,59	704.369
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2026	1.000.000	USD	3.877,80	565.899
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/8/2026	1.000.000	USD	3.877,80	554.262
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2026	1.000.000	USD	3.877,80	544.351
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/11/2026	1.000.000	USD	3.877,80	532.408
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/11/2026	1.000.000	USD	3.877,80	525.188
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	4/1/2027	1.000.000	USD	3.877,80	515.160
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/12/2026	1.390.000	USD	3.556,00	199.617
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Bancolombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2026	800.000	USD	3.634,50	181.869
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/11/2026	910.000	USD	3.556,00	123.410
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	4/1/2027	280.000	USD	3.722,00	112.516
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/11/2026	660.000	USD	3.556,00	91.844
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Bancolombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/8/2026	340.000	USD	3.634,50	74.717
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/6/2027	1.000.000	USD	3.440,00	12.823
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Bancolombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2026	50.000	USD	3.634,50	11.105
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/6/2027	1.000.000	USD	3.440,00	8.536
Total valoración								\$ 25.027.283

Al 31 de diciembre de 2025, se tenían constituidos veintidós (22) derivados de cobertura de con valoración pasiva así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No corriente
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	28/5/2026	2.910.000	USD	4.468,50	\$ 1.516.823	\$ -
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2026	1.500.000	USD	4.455,50	1.047.630	-
Forward	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	28/1/2027	2.350.000	USD	4.643,00	1.047.207	-
Trading	Energía	Derivex S.A.	Trading	31/1/2026	-	COP	3.757,08	930.980	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2026	1.250.000	USD	4.128,50	671.850	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/6/2026	7.000.000	USD	3.877,80	510.649	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/6/2026	7.000.000	USD	3.877,80	492.363	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2026	7.000.000	USD	3.877,80	452.583	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/8/2026	7.000.000	USD	3.877,80	411.994	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/2/2026	1.000.000	USD	3.877,80	107.648	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	27/2/2026	1.000.000	USD	3.877,80	94.545	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2026	1.000.000	USD	3.877,80	90.084	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2026	1.000.000	USD	3.877,80	78.759	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/6/2026	1.000.000	USD	3.877,80	72.950	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/6/2026	1.000.000	USD	3.877,80	70.338	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2026	1.000.000	USD	3.877,80	64.655	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/8/2026	1.000.000	USD	3.877,80	58.856	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2026	1.000.000	USD	3.877,80	56.041	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/11/2026	1.000.000	USD	3.877,80	44.119	-
Forward	Inversiones/proyecto	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	30/1/2026	2.163.769	USD	3.822,07	35.917	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/11/2026	1.000.000	USD	3.877,80	35.799	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	4/1/2027	1.000.000	USD	3.877,80	-	24.443
Total valoración								\$ 7.891.790	\$ 24.443

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

(4) La disminución de bonos al 30 de junio de 2026 corresponde a:

Distribución: Pago de intereses Bono B12-18 por \$(7.030.720), Bono B7-2020 por \$(9.747.250) y Bono B10-19 por \$(8.993.200); periodificación de intereses por \$16.868.775 y amortización costos de transacción por \$18.080.

Generación: Pago de intereses Bono B16-14 por \$(7.689.825) y Bono B15 Quimbo por \$(9.070.400); periodificación intereses por \$ 26.068.400.

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda al 30 de junio de 2026 es el siguiente:

Serie	Tasa EA	Tasa EA	Corriente		1 a 2 años	3 a 4 años	4 a 5 años	Total no corriente
			Menor a 90 días	Total corriente				
B12-18	9,64%	Variable	\$ 3.302.080	\$ 3.302.080	\$ -	\$ -	\$ 160.000.000	\$ 160.000.000
B7-2020	8,43%	Variable	2.060.250	2.060.250	250.000.000	-	-	250.000.000
B16-14	10,23%	Variable	2.007.363	2.007.363	-	-	162.445.910	162.445.910
B10-19	9,61%	Variable	1.209.800	1.209.800	-	200.000.000	-	200.000.000
B15-12	9,69%	Variable	914.600	914.600	199.970.298	-	-	199.970.298
			\$ 9.494.093	\$ 9.494.093	\$ 449.970.298	\$ 200.000.000	\$ 322.445.910	\$ 972.416.208

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda al 31 de diciembre de 2025 era el siguiente:

Serie	Tasa EA	Tasa EA	Corriente		1 a 2 años	3 a 4 años	4 a 5 años	Total no corriente
			Menor a 90 días	Total corriente				
B12-13	10,46%	Variable	\$ 3.156.000	\$ 3.156.000	\$ -	\$ -	\$ 160.000.000	\$ 160.000.000
E7-18	6,74%	Fija	1.928.500	1.928.500	250.000.000	-	-	250.000.000
B12-13	10,25%	Variable	1.901.413	1.901.413	-	-	162.438.768	162.438.768
B12-18	8,98%	Variable	1.190.400	1.190.400	-	200.000.000	-	200.000.000
B7-2020	7,78%	Variable	912.000	912.000	199.959.360	-	-	199.959.360
			\$ 9.088.313	\$ 9.088.313	\$ 449.959.360	\$ 200.000.000	\$ 322.438.768	\$ 972.398.128

18. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 30 de junio de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 1.295.388.279	\$ -	\$ 1.444.439.472	\$ -
Proveedores por compra de energía y gas (2)	582.270.257	-	537.440.607	-
Otras cuentas por pagar (3)	499.552.689	345.528.292	308.431.477	402.257.398
Total	\$ 2.377.211.225	\$ 345.528.292	\$ 2.290.311.556	\$ 402.257.398

- (1) Al 30 de junio de 2026 el saldo corriente corresponde a cuentas por pagar de bienes y servicios mediante operaciones de pago con el banco Davibank S.A. por \$181.501.973, Citibank Colombia S.A. por \$57.322.093 y Bancolombia S.A. por \$37.414.776.

Adicionalmente las cuentas por pagar a proveedores son:

Proveedor	Valor
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Colombia S.A.	\$ 62.665.184
Bogota Distrito Capital	53.824.226
Mecanicos Asociados S.A.S.	39.286.615
Deltec S.A.	32.178.783
Dominion Colombia S.A.S.	27.659.559
Comercial de Valores Colombia S.A.S.	26.037.608
Termotasajero dos S.A. E.S.P.	25.902.930
Sicte S.A.S.	25.677.220
Soltec Trackers Colombia S.A.S.	23.141.919
Soltec Energías Renovables S.L.	19.789.248
JE Jaimes Ingenieros S.A.S.	19.462.641

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

Proveedor	Valor
Powerchina International Group Limited.	19.081.449
Negratin Colombia S.A.S.	18.283.685
Eiffage Energía Colombia S.A.S.	18.198.138
Empresa de Energía de Boyaca S.A. E.S.P.	17.008.356
Transportadora Juannas S.A.S.	16.929.176
Parque Solar Puerta de Oro S.A.S.	16.625.853
Andritz Hydro Ltda.	14.508.301
Enertronica Santerno SpA.	13.731.884
Consultoria y Medioambiente S.A.S.	13.330.797
Inmel Ingeniería S.A.S.	12.579.611
Btg Pactual Comercializadora de Energía S.A. E.S.P.	12.400.270
Industrias Electromecanica S.A.S.	11.188.508
Cam Colombia Multiservicios S.A.S.	10.798.490
Xm Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	10.706.560
Cm & Services S.A.S.	10.439.951
Instituto de Desarrollo Urbano (IDU)	9.457.845
Axa Asistencia Colombia S.A.	9.196.393
Accenture Ltda.	8.499.666
Nextpower Llc.	8.426.318
Dimel Ingeniería S.A.	8.392.306
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	8.245.219
Termotasajero S.A. E.S.P.	8.238.887
Otros	377.963.564
Total	\$ 1.009.857.160

En la compañía Enel X S.A.S. E.S.P. al 30 de junio de 2026 el saldo por \$1.286.449, corresponde principalmente a servicios de desarrollo y mantenimientos sobre plataforma comercial con Atech Advanced Solutions S.A. por \$136.831, servicios de auditoría y revisoría fiscal con KPMG S.A.S. por \$ 134.628, servicio de instalación y mantenimiento de medidores de medidores con Gatria S.A.S. por \$161.366 y servicio de publicidad con Tatuara Colombia S.A. por \$80.169.

Centroamérica

Panamá: Al 30 de junio de 2026, corresponde a servicios en contratos electromecánicos con Transequipos S.A.S. por \$511.580, servicios de obras civiles con Equipos y Terratest S.A.S. por \$272.216, Importadora de Baterías S.A. por \$ 333.856 y otros por \$2.000.490.

Costa Rica: El saldo por \$3.898.643 corresponde principalmente a cuentas por pagar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por concepto de multas, en la compañía PH Chucás S.A. por entrada tardía en operación del proyecto y a Rodio Swissboring Costa Rica S.A. por ejecuciones en margen izquierdo proyecto en la compañía PH Chucas S.A.

- (2) Al 30 de junio de 2026 corresponde a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de distribución por \$356.534.163; segmento de generación por \$181.893.846, comercialización de energía con XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. por \$10.706.560 y comercialización de gas por \$3.134.067.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 30 de junio de 2026 el saldo por \$5.580.863 corresponde a las provisiones asociadas al transporte de energía para pago a los operadores de red por \$1.251.925, estimaciones de compras de energía a XM S.A. E.S.P. por \$944.391 y otros por \$3.384.547.

Centroamérica

Panamá: Al 30 de junio de 2026 el valor por \$19.155.658, corresponde principalmente a compras de energía en el mercado ocasional y facturas por recibir correspondiente a compras de energía; el tercero más representativo es Transmisión Eléctrica S.A. (Etesa).

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

Guatemala: Al 30 de junio de 2026 el saldo por \$5.265.100 correspondiente a servicios de operación y mantenimiento con el Administrador del Mercado Mayorista.

(3) El detalle de otras cuentas por pagar al 30 de junio de 2026 es el siguiente:

	Al 30 de junio de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otras cuentas por pagar (a)	\$ 352.318.075	\$ 345.528.292	\$ 207.367.560	\$ 402.257.398
Saldo a favor de clientes (b)	84.859.573	-	75.213.396	-
Recaudo a favor de terceros (c)	62.375.041	-	25.850.521	-
Total	\$ 499.552.689	\$ 345.528.292	\$ 308.431.477	\$ 402.257.398

(a) En Enel Colombia S.A. E.S.P. Al 30 de junio de 2026 el pasivo a corto plazo corresponde a las adecuaciones de obras eléctricas ejecutadas por socios comerciales por \$99.743.532, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por \$32.780.487. Los ADD's corresponden al cargo de distribución de otros operadores de red que por mandato regulatorio deben ser facturados y recaudados por la Compañía a sus usuarios finales bajo el esquema de áreas de distribución. Las áreas de distribución es un mecanismo regulatorio que se incluyó en Colombia bajo la Resolución CREG 058-068 y 070 de 2008, que tiene como objetivo distribuir el costo de distribución que deben asumir los usuarios finales de forma equitativa en las diferentes regiones del país entre todos los usuarios.

El saldo no corriente corresponde al anticipo de cargadores y actualización del VPN con las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. por \$22.510.304, y el reconocimiento de la deuda por proceso jurídico con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos - UAESP por \$249.095.182.

Centroamérica

Panamá: El saldo en el corto plazo por \$213.353.519, corresponde principalmente a la cuenta por pagar de dividendos decretados en marzo de 2026 por Enel Fortuna S.A., así como a la reclasificación de largo a corto plazo del pasivo con Sinolam Smarter Energy LNG. El saldo a largo plazo por \$73.922.806, está representado principalmente por la cuenta por pagar a Sinolam Smarter Energy LNG Group INC. derivada de la adquisición de los contratos de suministro de energía (Power Purchase Agreement - PPA).

Costa Rica: Al 30 de junio de 2026 el saldo por \$4.434.681, corresponde principalmente a servicios profesionales.

Guatemala: Corresponde principalmente a cuentas por pagar de proyectos repowering y otras provisiones por \$2.005.856.

(b) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2026 el saldo por \$64.211.188 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 2026 el saldo por \$20.631.350 corresponde a saldos a favor de clientes por compra y venta de energía, contrato de exportación firmado con el tercero Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. (EDECSA).

(c) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2026 el saldo corresponde a los contratos de recaudo a favor de terceros así: Área Limpia Servicios Ambientales S.A. E.S.P. por \$37.395.196, IVA contratos de mandato por \$16.315.093, otros recaudos de terceros por \$3.094.001, Transglobal S.A.S. por \$3.059.074 y Lime S.A. E.S.P. por \$840.904.

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

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 30 de junio de 2026 el saldo por \$1.670.773 corresponde principalmente al cobro recaudado y pendiente de giro por concepto de alumbrado público de municipios.

19. Provisiones

	Al 30 de junio de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisiones ambientales	\$ 203.534.489	\$ 828.171.324	\$ 226.578.844	\$ 797.434.692
Ambiental y obras Quimbo (1)	131.501.020	323.864.240	135.385.027	310.293.308
Provisión ambiental proyectos renovables (2)	19.190.578	136.545.760	34.875.674	124.728.784
Plan de restauración Quimbo (1)	31.691.846	182.070.705	29.913.521	194.059.449
Provisión ambiental río Bogotá (3)	15.606.526	9.627.808	16.513.087	8.805.115
Plan de compensación CAR (4)	5.145.300	170.770.416	5.036.338	158.079.838
Otras compensaciones ambientales (5)	399.219	5.292.395	4.855.197	1.468.198
Provisión de reclamaciones legales (6)	39.646.461	8.692.322	37.844.033	5.665.367
Civiles y otros	24.592.175	2.177.698	23.649.462	-
Laborales	14.110.811	-	12.406.286	-
Sanciones	943.475	6.514.624	1.788.285	5.665.367
Desmantelamiento	3.515.527	23.530.264	5.415.499	22.645.447
Desmantelamiento de PCBs (7)	3.318.001	5.935.899	5.193.707	5.067.066
Otras provisiones de desmantelamiento	197.526	13.999.107	221.792	13.544.609
Desmantelamiento de asbesto	-	3.595.258	-	4.033.772
Otras provisiones	62.809.841	53.625.918	72.596.175	59.840.048
Provisión vía Gama Gachalá (8)	27.522.682	45.729.469	29.838.147	50.274.392
Provisión renta temporal (9)	26.687.064	-	32.748.484	-
Provisión incertidumbre fiscal (10)	3.654.075	-	3.502.025	-
Otros (11)	3.000.002	525.142	4.561.501	4.139.597
Provisión recuperación Tominé	1.946.018	1.121.347	1.946.018	1.121.347
Provisión de fondo electrificación rural (12)	-	6.249.960	-	4.304.712
Total provisiones	\$ 309.506.318	\$ 914.019.828	\$ 342.434.551	\$ 885.585.554

- (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.

La tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y del plan de restauración Quimbo a junio de 2026 es 11,91% y a diciembre de 2026 es 12,85%.

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.

A continuación, se mencionan los aspectos relevantes del año 2025:

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.

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

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.

El 10 de junio de 2025 y en cumplimiento al requerimiento realizado en el Auto 3117 del 29 de abril de 2025, Artículo Primero, en 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.”

El 04 de agosto de 2025 la autoridad ambiental evalúa el programa en cumplimiento de la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1% y tomó la siguiente determinación:

Artículo Primero. Aprobar la liquidación parcial de la inversión forzosa de no menos del 1%, para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2022, en relación con el proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. Por lo anterior, el monto del plan de inversión de no menos del 1% queda actualizado en \$16.327.436.

El 24 de septiembre de 2025 Enel Colombia S.A. E.S.P. hace entrega del documento ICA 32, del cual la ANLA emitió cumplimiento a los parámetros mínimos mediante radicado 20254701006051 del 21 de noviembre de 2025.

A continuación, se mencionan los aspectos relevantes del año 2026:

El 31 de marzo de 2026 Enel Colombia S.A. E.S.P. hace entrega del documento ICA 33, mediante radicado 206620041306-2.

La ANLA mediante resolución 001345 del 08 de mayo de 2026 se pronuncia indicando lo siguiente:

Artículo Primero. Aceptar a la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P., la liquidación parcial de la inversión forzosa de no menos del 1%, correspondiente a la suma de cuarenta y nueve millones noventa y un mil doscientos cincuenta y siete pesos m.cte, calculada sobre una base de liquidación de cuatro mil novecientos nueve millones ciento veinticinco mil seiscientos noventa y cinco pesos mcte, para los periodos 2023 y 2024, en relación con el proyecto “Hidroeléctrico El Quimbo”, de conformidad con lo expuesto en la parte motiva del presente acto administrativo.

Lo anterior implica el aumento del valor del plan de Inversión de no menos del 1% de \$16.376.527.

De otra parte, en su artículo segundo la ANLA acepta la ejecución del predio El Desengaño por valor de \$317.858.

Artículo Segundo. Aceptar a la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P., como ejecutado con cargo al plan de inversión forzosa de no menos del 1% la suma de trescientos diecisiete millones ochocientos cincuenta y ocho mil quinientos ochenta y siete pesos m.cte., por la adquisición del predio “El Desengaño” con un área de 47,55 hectáreas ubicado en el municipio de Oporapa, en el marco de la línea de inversión de “Adquisición de predios y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento y recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas”, de conformidad con lo expuesto en la parte motiva del presente acto administrativo.

Con esta aceptación, el nuevo total por valores aceptados por la ANLA asciende a los \$2.664.724

- (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 2026, el valor registrado por la provisión ambiental de los parques solares Guayepo incluye compensaciones por pérdida de biodiversidad y otras obligaciones ambientales requeridas por el ANLA, el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12,03% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 30 años, el cual corresponde al periodo de cumplimiento de la obligación mandataria de la licencia ambiental.
 - Parque Solar El Paso: Al 30 de junio de 2026, 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 11,82% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 24 años, el cual corresponde a la duración de la licencia.
 - Parque Solar La Loma: Corresponde al valor registrado de la provisión ambiental por el plan de compensación del componente biótico. Al 30 de junio de 2026 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 12,03% 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 para el plan de compensación del componente biótico. Al 30 de junio de 2026 comprende el plan de manejo ambiental y otras obligaciones ambientales requeridas por la CAR del parque solar Fundación, incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12,03% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 30 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia.
 - Parque Solar Guayepo III: Al 30 de junio de 2026, el valor registrado por la provisión ambiental de los parques solares Guayepo III incluye plan de compensación y otras obligaciones ambientales requeridas por el ANLA, el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12,03% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 30 años, el cual corresponde al periodo de cumplimiento de la obligación mandataria de la licencia ambiental.
- (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, al 30 de junio de 2026 los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 11,85% E.A. y a diciembre de 2025 fue 12,79% E.A.
- (4) Al 30 de junio de 2026, 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.

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

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 el proceso de demanda aún no cuenta con un pronunciamiento definitivo dentro del trámite judicial, el Grupo, conforme al concepto jurídico emitido, debe atender lo dispuesto en el acto administrativo mencionado. Esto implica cumplir con lo exigido en la Resolución y dentro de los plazos establecidos por la CAR, con el fin de mitigar el riesgo actualmente vigente derivado del proceso sancionatorio y de la posible configuración de una causal de caducidad de la concesión por el incumplimiento de una o más de sus obligaciones.

En este sentido, se deben desarrollar las acciones contempladas en los programas definidos por la CAR, cuyo valor estimado asciende a \$198.264.597, y cuya ejecución debe distribuirse a lo largo de la vigencia de la concesión hasta el año 2038.

Al 30 de junio de 2026, el aumento en el valor de la provisión por \$12.799.540 corresponde principalmente a incremento en la indexación de la proyección por efecto del IPC y a la tasa utilizada para descontar los flujos de 11,91 % E.A. con corte a junio de 2026 y de 12,85 % E.A. con corte a diciembre de 2025.

- (5) Al 30 de junio de 2026, 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 14,84% 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, 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).

- (6) Al 30 de junio de 2026, el valor de las pretensiones en las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$7.032.022.557 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, Enel Colombia SA. ha provisionado \$48.338.783 (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.

Concepto	Valor de la provisión a 2026	Valor de la provisión a 2025
Sanciones	\$ 7.458.099	\$ 7.453.652
Primas de éxito	3.844.531	4.118.021
Provisión litigios fiscales	422.865	422.865
Fallos en cumplimiento	12.000	12.000
VPN	(2.747.104)	(5.498.759)
	\$ 8.990.391	\$ 6.507.779

Las sanciones al cierre de junio de 2026 corresponden a:

Provisión Sanciones	Valor provisión
Corporación Autónoma Regional Del Alto Magdalena (a)	\$ 6.149.795
Autoridad Nacional De Licencias Ambientales	707.653
Superintendencia de Servicios Públicos (b)	521.209

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

Provisión Sanciones

Corporación Autónoma Del Guavio
Saldo final al 30 de junio de 2026

Valor provisión

	79.442
	\$ 7.458.099

Las sanciones al cierre de diciembre de 2025 corresponden a:

Provisión Sanciones

Valor provisión

Corporación Autónoma Regional Del Alto Magdalena	\$ 6.149.795
Autoridad Nacional De Licencias Ambientales	707.653
Superintendencia de Servicios Públicos	516.762
Corporación Autónoma Del Guavio	79.442
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	\$ 7.453.652

- (a) Corresponde a litigio por la Tasa de Uso de Agua (TUSO) de la PCH Rionegro. La Autoridad Ambiental solicita el pago de la TUSO con base al caudal máximo autorizado por la concesión considerando que el Grupo no contaba con un equipo de medición del volumen de agua utilizado. El Grupo ha argumentado no estar sujeta al TUSO considerando que la capacidad instalada de la PCH Rionegro supera el límite establecido por la Ley. El Tribunal en primera instancia consideró que la capacidad instalada para el año 2016 no está amparada por una resolución formal del Ministerio de Minas y Energía, lo que obligó a la Compañía a registrar la provisión para cubrir esta contingencia.
- (b) 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.

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 2026, 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
Generación-Otros	Posible	25	\$ 2.278.819.473	\$ -
	Probable	6	7.153.873	8.819.593
	Remoto	4	112.320.000	-
Total Generación-Otros		35	2.398.293.346	8.819.593
Distribución-Civil	Posible	236	508.393.163	-
	Probable	41	153.627.903	9.436.076
	Remoto	13	1.154.120.660	-
Total Distribución-Civil		290	1.816.141.726	9.436.076
Quimbo	Posible	134	496.214.269	-
	Probable	7	6.161.462	2.206.111
	Remoto	7	5.773.139	-
Total Quimbo		148	508.148.870	2.206.111
Enel X Civil	Posible	54	297.430.656	-
	Probable	6	25.412.157	1.561.380
	Remoto	2	24.300.000	-
Total Enel X Civil		62	347.142.813	1.561.380
Distribución-Laboral	Posible	261	56.052.200	-
	Probable	21	11.425.349	9.270.345
Total Distribución-Laboral		282	67.477.549	9.270.345
Renovables	Posible	2	1.603.000	-
	Probable	1	3.982.220	6.228.472
	Remoto	1	-	-
Total Renovables		4	5.585.220	6.228.472
Generación-Laboral	Posible	20	7.208.328	-
	Probable	4	1.875.543.600	1.355.395
Total Generación-Laboral		24	1.882.751.928	1.355.395

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	2.971.901	-
	Probable	2	269.000	425.272
Total Generación-Inundaciones A97		4	3.240.901	425.272
Generación-Inundaciones D97	Posible	5	2.765.522	-
	Probable	3	190.666	45.748
	Remoto	1	154.016	-
Total Generación-Inundaciones D97		9	3.110.204	45.748
Enel X Laboral	Posible	2	130.000	-
Total Enel X Laboral		2	130.000	-
Total general		860	\$ 7.032.022.557	\$ 39.348.392

(7) Exportación de transformadores contaminados:

Al 30 de junio de 2026 se ajusta la estimación de la provisión de acuerdo con los límites establecidos por la resolución; el incremento obedece a la actualización de los valores asociados al concepto de terceros, incorporando las necesidades requeridas para la atención de casos incluidos en la Base Regulatoria de Activos (BRA), de conformidad con la regulación CREG. Estos recursos están destinados al cumplimiento de la normativa ambiental aplicable a los equipos, específicamente en las actividades de levantamiento de información, marcación y muestreo. El saldo de la provisión al 30 de junio de 2026 es de \$9.253.900, el Grupo actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 15,16% 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) 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 15,37% E.A. Durante el año se han utilizado \$2.388.726. Al 30 de junio de 2026 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) Corresponde a provisión de renta temporal con el objetivo de adecuar la estructura organizativa a los requerimientos estratégicos y operativos de Enel Colombia S.A. E.S.P., asegurando su coherencia con el modelo de negocio, la eficiencia en el uso de recursos y la sostenibilidad financiera a largo plazo. La iniciativa incorpora la optimización de funciones, la eliminación de redundancias y el fortalecimiento del enfoque end to end en los procesos críticos. La reorganización garantiza que la estructura esté plenamente alineada con las prioridades corporativas de crecimiento sostenible, transición energética, digitalización y orientación al cliente, asegurando que cada unidad organizativa genere valor directo y medible para el cumplimiento del plan estratégico.

Al 30 de junio de 2026, una vez finalizada la evaluación y ejecución parcial del Plan de Retiro Voluntario, se determinó la reversión parcial de la provisión reconocida en diciembre de 2025, considerando que el plan viene siendo implementado con un alcance inferior al inicialmente estimado, debido entre otros factores, a un menor número de colaboradores que manifestaron interés, al incumplimiento de los requisitos definitivos por parte de algunos elegibles y a ajustes en las condiciones finales del plan. Como resultado, el monto originalmente provisionado excedió la obligación efectivamente requerida, a la luz de la información disponible a junio de 2026.

- (10) 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

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

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.

(11) Corresponde principalmente a los siguientes conceptos:

- **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. Durante el año 2026 se realizan pagos por \$3.721.286.
- **Convenio vial Municipio El Colegio:** Corresponde al convenio de cooperación No.783 para el mejoramiento vial de vías terciarias del Municipio de El Colegio, suscrito entre el 12 de diciembre de 2024 entre Enel Colombia S.A E.S.P., Instituto de Infraestructura y Concesiones de Cundinamarca y el Municipio de El Colegio. La variación corresponde al pago realizado en enero 2026 por \$1.500.000.

(12) 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 por \$1.500.000.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2026, es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión incertidumbre fiscal	Provisiones ambientales	Provisión vía Gama Gachalá	Renta temporal	Otros	Total
Saldo inicial al 01 de enero de 2026	\$ 43.509.400	\$ 28.060.946	\$ 3.502.025	\$ 1.024.013.536	\$ 80.112.539	\$ 32.748.484	\$ 16.073.175	\$ 1.228.020.105
Incremento (decremento)	7.364.133	(2.287.992)	163.679	-	-	(4.821.195)	2.004.113	2.422.738
Actualización efecto financiero	2.756.104	1.335.535	-	36.444.809	(4.471.664)	-	(13.534)	36.051.250
Recuperaciones	(3.300.435)	-	-	-	-	-	-	(3.300.435)
Provisión utilizada	(1.990.419)	(62.698)	(11.629)	(28.752.532)	(2.388.724)	(1.240.225)	(5.221.285)	(39.667.512)
Total movimientos en provisiones	4.829.383	(1.015.155)	152.050	7.692.277	(6.860.388)	(6.061.420)	(3.230.706)	(4.493.959)
Saldo final al 30 de junio de 2026	\$ 48.338.783	\$ 27.045.791	\$ 3.654.075	\$ 1.031.705.813	\$ 73.252.151	\$ 26.687.064	\$ 12.842.469	\$ 1.223.526.146

20. Pasivos por impuestos

Pasivos por impuesto sobre la renta

El pasivo correspondiente a impuestos corrientes se presenta a continuación:

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 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 792.797.341	\$ 1.283.028.357
Pasivos por impuestos corrientes Centroamérica (2)	73.723.001	121.923.866
Saldo a favor de obras por impuestos	40.236.309	30.236.309
Saldo a favor en renta 2024	-	(113.701.315)
Anticipo de renta	(1.711.874)	(37.033.791)
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(35.627.854)	(121.846.295)
Autorretenciones de retención en la fuente	(208.598.129)	(390.576.140)
Autorretenciones otros conceptos	(277.200.509)	(527.712.729)
	\$ 383.618.285	\$ 244.318.262

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

	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del periodo	\$ 786.574.919	\$ 1.256.468.174
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	6.222.422	26.560.183
	\$ 792.797.341	\$ 1.283.028.357

Las declaraciones de renta de los años gravables 2021, 2023, 2024 y 2025 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 2026 y 2025 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 por impuesto corriente así:

	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Total sociedades Panamá	\$ 71.028.398	\$ 117.608.885
Total sociedades Guatemala	1.127.801	1.384.939
Total sociedades Costa Rica	1.566.802	2.930.042
	\$ 73.723.001	\$ 121.923.866

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.

Los deberes formales del año 2024 se presentaron a la DIAN y fueron transmitidos en debida forma el 15 de septiembre de 2025.

Las transacciones realizadas durante el año 2025 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en el año 2026 en la documentación comprobatoria e informativa en los términos establecidos por el Gobierno Nacional, de la misma forma las transacciones al 30 de junio 2026 han sido validadas por los Asesores tributarios y se presentarán en 2027.

• Panamá

La Ley 33 de 30 de junio de 2010, modificada por la Ley 52 de 28 de agosto de 2012, adicionó el Capítulo IX al Título I del Libro Cuarto del Código Fiscal, denominado Normas de Adecuación a los Tratados o Convenios para

evitar la doble tributación internacional, estableciendo el régimen de precios de transferencia aplicable a los contribuyentes que realicen operaciones con partes relacionadas residentes en el extranjero. Estos contribuyentes deben determinar sus ingresos, costos y deducciones para fines fiscales en sus declaraciones de rentas, con base en el precio o monto que habrían acordado partes independientes bajo circunstancias similares en condiciones de libre competencia, utilizando los métodos establecidos en la referida Ley 33. Esta ley establece la obligación de presentar una declaración informativa de operaciones con partes relacionadas (Informe 930) dentro de los seis meses siguientes al cierre del ejercicio fiscal correspondiente, así como de contar, al momento de la presentación del informe, con un estudio de precios de transferencia que soporte lo declarado mediante el informe 930. Este estudio deberá ser entregado a requerimiento de la Dirección General de Ingresos, dentro de un plazo de 45 días contados a partir de la notificación del requerimiento. La no presentación de la declaración informativa dará lugar a la aplicación de una multa equivalente al uno por ciento (1%) del valor total de las operaciones llevadas a cabo con partes relacionadas registradas en la Declaración Jurada de Renta. El estudio del año 2025 se elaboró y presentó en 2026 y estará disponible si lo solicita la administración tributaria. Las transacciones al 30 de junio de 2026 han sido validadas por los Asesores tributarios y se presentarán en 2027.

- **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 2026 y corresponde a las transacciones realizadas del 1 de enero al 31 de diciembre de 2025. El estudio del año 2025 ya se encuentra emitido y estará disponible si lo solicita la administración tributaria.

- **Costa Rica**

De acuerdo con la legislación costarricense en materia de precios de transferencia, y conforme a lo establecido en el artículo 81 bis de la Ley N.º7092 – Ley del Impuesto sobre la Renta, así como en el Decreto Ejecutivo N.º41818-H – Reglamento de la Ley del Impuesto sobre la Renta, 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.

En cumplimiento de los lineamientos de documentación establecidos en la Resolución DGT-R-49-2019, y de la obligación formal de presentar la Declaración Informativa de Precios de Transferencia (D-273) regulada por la Resolución MH-DGT-RES-0026-2025, la empresa elaboró el estudio correspondiente al período fiscal 2025 en el primer cuatrimestre del 2026 y presentó la declaración informativa dentro del plazo establecido (30 de junio de 2026).

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

La Administración Tributaria, mediante la Resolución MH-DGT-RES-0026-2025 publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 25 de julio de 2025, estableció la obligación de presentar la primera declaración informativa correspondiente al período fiscal 2024. Posteriormente, mediante publicación en La Gaceta N.º166 del 5 de septiembre de 2025, se modificó el plazo de presentación, fijándose como fecha límite el 31 de marzo de 2026, la cual fue cumplida según procedía.

Asimismo, se consideran las Directrices de la OCDE sobre Precios de Transferencia para Empresas Multinacionales y Administraciones Tributarias, cuya última actualización corresponde a la edición de 2017. El principio de libre competencia contenido en dichas directrices requiere que los resultados de una transacción Intercompañía sean similares a los que hubiesen pactado entidades independientes bajo circunstancias 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. 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 determina el método más apropiado para documentar las transacciones Intercompañía y, finalmente, se establece 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., perfeccionada el 20 de diciembre del año 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 de la central, en el año 2015, se determinó 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 el incremento del 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 partir del 1 de enero del año 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, marzo 2025 y diciembre 2025, Enel Colombia S.A. E.S.P. pagó \$4.657.387,

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

\$3.225.114, \$1.204.102, \$124.412, \$263.634, \$106.262, \$86.976, \$199.722, y \$247.488, 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.

La auditoría del contrato de estabilidad jurídica del 2025 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el pasado 31 de marzo de 2026.

21. Otros pasivos no financieros

	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Anticipos por venta de energía (1)	\$ 166.151.729	\$ 178.984.545
Impuestos distintos a la renta (2)	135.330.573	171.878.226
Anticipos de clientes por uso de redes	7.902.118	10.457.770
Ingresos diferidos	3.867.485	3.955.181
	\$ 313.251.905	\$ 365.275.722

(1) Los anticipos por venta de energía están representados por:

Tercero	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P.	\$ 41.165.845	\$ 35.895.533
Generarco S.A.S. E.S.P.	25.724.670	-
Americana de Energía S.A.S. E.S.P.	18.655.118	18.294.195
Enermas S.A.S. E.S.P.	18.391.649	-
Caribemar de La Costa S.A.S. E.S.P.	16.653.268	49.114.063
Air-E S.A.S. E.S.P.	11.236.058	23.821.940
Otros	34.325.121	51.858.814
	\$ 166.151.729	\$ 178.984.545

(2) Al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (a)	\$ 100.794.265	\$ 122.182.499
Provisión para pago de impuestos (b)	34.536.308	49.695.727
	\$ 135.330.573	\$ 171.878.226

- (a) En las compañías de Colombia se presenta una disminución de \$(21.388.234) debido a los cambios en las tarifas de autorretención como consecuencia de la suspensión del decreto 572 de 2025.
- (b) En las compañías de Colombia la disminución corresponde a la provisión de ICA por \$(15.351.795).

Centroamérica

En las compañías de Centroamérica se presenta un aumento respecto a diciembre de 2025 de \$192.376.

Panamá: Al 30 de junio de 2026 y al 31 de diciembre de 2025 se presenta un saldo de \$821.445 y \$1.551.258, correspondiente a retenciones en la fuente de pagos al exterior.

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

Guatemala: Al 30 de junio de 2026 y al 31 de diciembre de 2025 se presenta un saldo de \$1.242.136 y \$1.244.891, correspondiente a impuestos por pagar por retenciones efectuadas a proveedores locales por compras y servicios.

Costa Rica: Al 30 de junio de 2026 y al 31 de diciembre de 2025 se presenta un saldo de \$2.150.542 y \$1.225.598, correspondiente a retenciones en la fuente de pagos al exterior y servicios.

22. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 30 de junio de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley (1)	\$ 93.893.137	\$ 6.744.915	\$ 110.861.146	\$ 8.903.787
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (2)	43.734.663	328.648.040	43.885.796	294.109.823
Otras obligaciones (3)	3.463.217	-	1.731.213	-
	\$ 141.091.017	\$ 335.392.955	\$ 156.478.155	\$ 303.013.610

- (1) Al 30 de junio de 2026 en Enel Colombia S.A. E.S.P., corresponde a cesantías e intereses de cesantías por \$36.938.500, bonificaciones por \$26.768.340, aportes de seguridad social y parafiscales por \$15.062.857 y vacaciones y prima de vacaciones por \$14.660.212; así mismo, Enel Colombia S.A. E.S.P. 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.

Al 30 de junio de 2026 corresponde a las provisiones por concepto de cesantías, vacaciones y seguridad social por \$150.266.

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, lo cual asciende a \$6.964.595 al 30 de junio de 2026.

Costa Rica: Corresponde a las obligaciones de seguridad social con la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS) y vacaciones, los cuales ascienden a \$565.899 al 30 de junio de 2026.

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 \$2.518.383 al 30 de junio de 2026.

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., el incremento corresponde al reconocimiento de ganancia/pérdida actuarial de pensiones y otros beneficios por \$39.222.153, costo financiero por \$17.628.802, costo del servicio corriente por \$256.651 y contribuciones pagadas por \$(22.720.522).

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 1.358 pensionados con una edad promedio de 72 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 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.

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

A la fecha la base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a 88 empleados con una edad y promedio de 54 años.

Hipótesis financieras:

Tipo de tasa	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Tasa de descuento		
Pensión plan ("pensiones de jubilación")	8,91%	9,52%
Severance Payment ("Cesantías retroactivas")	12,78%	12,94%
Seniority bonus ("Quinquenio")	12,21%	12,91%
Temporary annuity ("Renta temporal TF")	12,84%	10,40%
Healthy plan ("TF Salud")	12,84%	10,40%
Life plan ("TF Vida")	12,84%	10,40%
Health Assistance ("Auxilio de Salud")	11,99%	12,79%
Electric Assistance ("Auxilio de energía")	12,05%	12,96%
Educational Assistance ("Auxilio educativo")	12,77%	12,93%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	9,12%	9,12%
Tasa de incremento a las pensiones	7,88%	9,95%
Inflación estimada	5,10%	5,20%
Inflación servicio médico	11,10%	11,20%

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 30 de junio de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
Saldo inicial al 01 de enero de 2026	\$ 241.061.316	\$ 57.497.360	\$ 18.783.004	\$ 5.282.720	\$ 15.371.219	\$ 337.995.619
Pérdidas actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	30.990.739	4.106.250	397.257	422.434	3.305.473	39.222.153
Costo financiero	12.155.187	3.476.132	1.092.935	303.416	601.132	17.628.802
Costo del servicio corriente	-	-	133.364	123.287	-	256.651
Contribuciones pagadas	(13.600.233)	(2.625.936)	(1.532.820)	(630.534)	(4.330.999)	(22.720.522)
Saldo final al 30 de junio de 2026	\$ 270.607.009	\$ 62.453.806	\$ 18.873.740	\$ 5.501.323	\$ 14.946.825	\$ 372.382.703

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
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 financiero	24.732.689	5.501.058	2.108.501	665.987	1.105.805	34.114.040
Adquisiciones	-	-	-	-	4.575.010	4.575.010
Costo del servicio corriente	-	-	149.815	356.587	374.086	880.488
Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones demográficas	-	-	-	(282)	-	(282)
Ganancias (pérdidas) actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia	1.560.995	(4.972.992)	577.728	16.504	2.072.429	(745.336)
Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	(22.792.930)	(2.298.986)	(962.619)	(257.595)	(137.646)	(26.449.776)
Contribuciones pagadas	(33.618.332)	(6.023.648)	(3.078.473)	(2.076.331)	(7.566.968)	(52.363.752)
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	\$ 241.061.316	\$ 57.497.360	\$ 18.783.004	\$ 5.282.720	\$ 15.371.219	\$ 337.995.619

- (3) Al 30 de junio de 2026, corresponde principalmente a las compañías de Panamá por \$1.894.538 por el reconocimiento de la provisión del décimo tercer mes y Guatemala por \$818.581, que corresponde principalmente a obligaciones solidarias; 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.

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva – SINTRAELECOL

Al 30 de junio de 2026 no presenta cambio con lo presentado en los estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2025.

Convención Colectiva – ASIEB – EMGESA

Al 30 de junio de 2026 no presenta cambio con lo presentado en los estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2025.

Convención colectiva: ASIEB-CODENSA

Al 30 de junio de 2026 no presenta cambio con lo presentado en los estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2025.

Negociación Colectiva – REDES

Al 30 de junio de 2026 no presenta cambio con lo presentado en los estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2025.

Centroamérica (Panamá)

A corte del 30 de junio de 2026 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 2026 dicha convención cubrió a 34 (69%) de 49 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 2026 y 31 de diciembre de 2025:

	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 2026 y 31 de diciembre de 2025, el Grupo tiene 244 acciones propias readquiridas, surgidas a partir del proceso de fusión llevado a cabo en el año 2022.

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

Distribución de Dividendos

Aprobados en el año 2026

La Asamblea General de Accionistas del 1 de abril de 2026 mediante el acta No 113, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2025 por \$2.761.211.561, el primer pago se realizó en julio (ver nota 36) y el segundo pago se estima realizar en diciembre de 2026.

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, en julio de 2025 se realizó el pago de la primera cuota correspondiente a las utilidades retenidas por \$888.510.540 y en el mes de diciembre pago de la segunda cuota por \$1.174.012.921.

Adicionalmente, durante el año 2025 se pagaron a accionistas minoritarios por \$5.681 correspondientes a dividendos de periodos anteriores.

Para Centroamérica los dividendos decretados al 31 de diciembre de 2025 fueron por \$140.050.538 correspondiente a las compañías de Guatemala.

Reservas

	Al 30 de junio de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
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)	212.891.322	247.096.266
Reserva Estatutaria	178.127	178.127
	\$ 1.713.187.364	\$ 1.747.392.308

(*) 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.

24. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación

	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio 2026	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio 2025
Venta de Energía	\$ 7.392.435.767	\$ 7.212.116.191
Generación y comercialización energía, clientes mercado mayorista, no regulado y bolsa (1)	3.711.995.781	3.543.703.785
Distribución y comercialización energía, clientes mercado regulado (2)	3.600.968.098	3.586.866.039
Suministro servicio alumbrado público (3)	79.471.888	81.546.367
Transporte de energía (4)	427.336.511	361.842.372
Servicios empresariales y de gobierno (5)	249.383.664	216.759.567
Arrendamientos	154.247.280	136.289.766
Venta de gas	29.240.482	33.769.475
Servicios de administración de personal	408.952	373.695
Ventas de certificados	289.493	934.845
Sanciones y reembolsos	1.489	1.567
Ingresos de actividades ordinarias	8.253.343.638	7.962.087.478
Otros Ingresos de operación (6)	62.369.637	98.937.071
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 8.315.713.275	\$ 8.061.024.549

	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2026	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2025
Venta de Energía	\$ 4.024.495.302	\$ 3.543.286.572
Generación y comercialización energía, clientes mercado mayorista, no regulado y bolsa	2.094.871.842	1.720.058.883
Distribución y comercialización energía, clientes mercado regulado	1.884.426.381	1.783.503.251

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 2026	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2025
Suministro servicio alumbrado público	45.197.079	39.724.438
Transporte de energía	208.155.755	164.864.312
Servicios empresariales y de gobierno	119.473.379	104.272.689
Arrendamientos	76.173.562	75.403.960
Venta de gas	14.979.708	17.009.565
Servicios de administración de personal	221.313	178.204
Ventas de certificados	142.684	88.829
Sanciones y reembolsos	1.425	1.567
Ingresos de actividades ordinarias	4.443.643.128	3.905.105.698
Otros Ingresos de operación	35.130.187	44.292.203
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 4.478.773.315	\$ 3.949.397.901

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2026 y 2025, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 7.019 Gwh y 6.246 Gwh; mercado no regulado a 1.865 Gwh y 2.258 Gwh; y bolsa de energía a 2.104 Gwh y 2.323 Gwh. El incremento en los ingresos corresponde principalmente a un mayor precio en bolsa de (\$313,67/Kwh en junio de 2026 versus \$259,11/Kwh en junio de 2025).

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación, comercialización y mercado secundario a clientes del mercado mayorista y mercado no regulado al 30 de junio 2026 y 2025 son por \$520.386.556 y \$448.773.795, respectivamente.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización en bolsa al 30 de junio 2026 y 2025 corresponden a \$75.093.871 y \$21.107.469, respectivamente.

Centroamérica

Panamá: Al 30 de junio de 2026, se obtuvo una venta de energía neta por \$402.130.245, equivalente a 907,42 Gwh versus 1.007,85 Gwh a junio de 2025, principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A. por contratos por PPA y mercado Spot.

Guatemala: Se refleja una venta de energía neta por \$152.330.484 al 30 de junio de 2026, equivalente a 186,30 Gwh versus 213,00 Gwh a junio de 2025; adicionalmente se presenta una disminución en el precio promedio (USD122,68/Kwh a junio 2026 versus USD79,61/Kwh a junio 2025), principalmente en contratos por PPA y contratos con distribuidoras en la compañía Enel Guatemala S.A.

Costa Rica: Al 30 de junio de 2026 las ventas de energía neta son por \$25.940.246, realizadas al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2026 y 2025, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 4.720 Gwh y 4.564 Gwh; de las cuales corresponden a clientes residenciales 2.809 Gwh y 2.679 Gwh; clientes comerciales 1.220 Gwh y 1.201 Gwh; clientes industriales 530 Gwh y 531 Gwh; y clientes oficiales 161 Gwh y 153 Gwh. El incremento en los ingresos corresponde principalmente a un mayor precio en bolsa de (\$313,67/Kwh en junio de 2026 versus \$259,11/Kwh en junio de 2025).

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de distribución y comercialización a clientes del mercado regulado al 30 de junio de 2026 y 2025 corresponden a \$446.202.790 y \$408.527.825, respectivamente.

A continuación, se relacionan los incrementos de la tarifa por componente percibidos durante el 2026 y 2025:

	Tarifa Prom Aplicada a junio 2026	Tarifa Prom Aplicada a junio 2025	Variación
Gm	314,37	275,87	14,0%
Tm	55,97	57,88	-3,3%
Pr	63,01	57,03	10,5%
D	248,75	259,5	-4,1%

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

	Tarifa Prom Aplicada a junio 2026	Tarifa Prom Aplicada a junio 2025	Variación
Rm	34,4	57,27	-39,9%
Cv	77,72	78,63	-1,2%
Cu	794,22	786,18	1,02%

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. los ingresos netos por venta de energía al 30 de junio de 2026 son por \$66.501.851 y corresponden a facturación de la comercialización de energía eléctrica a compañías en el mercado regulado del sector residencial y no residencial.

- (3) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2026 y 2025, los clientes de alumbrado público descienden a 121 Gwh y 122 Gwh; principalmente por el consumo del Distrito Capital 3 Gwh y 2 Gwh; y otros municipios por 119 Gwh y 120 Gwh respectivamente. La disminución en los ingresos corresponde principalmente a menor consumo de energía en el segmento.
- (4) Al 30 de junio de 2026 y 2025 corresponde a otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local por \$414.500.272 y \$350.946.374 y sistemas de transmisión regional por \$12.836.239 y \$10.895.998; se presenta un incremento debido a la facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica.
- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2026 corresponde a ingresos de servicios empresariales y de gobierno por otras prestaciones de servicio por \$114.777.868 y servicios de valor agregado por \$134.529.877. 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 2026 se obtuvieron comisiones por \$75.919, por concepto de normalización de medidores contratada por los clientes.

- (6) Los otros ingresos al 30 de junio de 2026 presentan una disminución debido a que en 2025 se reconocieron penalidades asociadas a contratos con los proveedores Soltec Trackers Colombia S.A.S. y Consorcio Energía Solar.

Desagregado de los ingresos de contratos con clientes.

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

En el siguiente cuadro se resumen las categorías, los grupos de contratos dentro de las mismas, las principales obligaciones de desempeño y como se satisfacen estas obligaciones de desempeño:

		Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio 2026	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio 2025
Ventas de energía	A lo largo del tiempo	\$ 7.392.435.767	\$ 7.212.116.191
Transporte de energía	A lo largo del tiempo	427.336.511	361.842.372
Servicios empresariales y de gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	249.383.664	216.759.567
Arrendamientos	A lo largo del tiempo	154.247.280	136.289.766
Venta de gas	A lo largo del tiempo	29.240.482	33.769.475
Servicios de administración de personal	A lo largo del tiempo	408.952	373.695
Venta de certificados	En un punto del tiempo	289.493	934.845
Sanciones y reembolsos	En un punto del tiempo	1.489	1.567
Total ingresos de actividades ordinarias		\$ 8.253.343.638	\$ 7.962.087.478
Otros Ingresos de operación		62.369.637	98.937.071
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación		\$ 8.315.713.275	\$ 8.061.024.549

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

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 2026	Al 30 de junio de 2025
Cientes mayorista y gas	\$ 141.256.463	\$ 107.901.548
Cientes no Regulado	17.684.561	64.908.560
Cientes por uso de redes	7.902.118	16.785.994
Transporte de energía	7.210.705	10.262.615
	\$ 174.053.847	\$ 199.858.717

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.

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

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 2026	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025
Compras de energía (1)	\$ 2.486.169.591	\$ 2.427.357.715
Costos de transporte de energía (2)	692.889.691	775.612.084
Impuestos asociados al negocio (3)	176.412.643	188.456.256
Otros aprovisionamientos variables y servicios (4)	144.238.135	189.299.724
Consumo de combustible (5)	37.268.329	29.215.588
Compra y consumo de gas	17.892.202	20.584.705
	\$ 3.554.870.591	\$ 3.630.526.072

	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2026	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2025
Compras de energía	\$ 1.412.743.811	\$ 1.183.202.162
Costos de transporte de energía	335.252.085	379.789.576
Impuestos asociados al negocio	94.152.142	97.265.770
Otros aprovisionamientos variables y servicios	91.238.913	102.000.269
Consumo de combustible	34.942.905	3.799.210
Compra y consumo de gas	9.127.892	10.293.806
	\$ 1.977.457.748	\$ 1.776.350.793

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2026 y 2025, las compras de energía ascienden a 8.262 Gwh y 8.017 Gwh; las compras con destino al mercado regulado a través de contratos ascienden a 5.793 Gwh y 5.679 Gwh; compras en bolsa 2.469 Gwh y 2.338 Gwh, adicionalmente no se registran compras con destino al mercado no regulado.

Se presenta un incremento en el precio promedio en bolsa de energía que asciende a \$32,22/Kwh, tarifa promedio junio 2026 \$302,62 versus tarifa promedio junio 2025 \$270,40.

Al 30 de junio de 2026 y 2025, para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. las compras de energía netas son por \$20.874.725 y \$14.679.620, respectivamente; el aumento corresponde principalmente a la finalización del contrato por suministro de energía, donde el costo por Kwh con el proveedor Isagen S.A. E.S.P era de \$303/Kwh, mientras que a partir enero de 2026 se adjudicó el contrato con el proveedor BTG Pactual S.A. con un costo de \$501/Kwh.

Centroamérica

Al 30 de junio de 2026 y 2025, las compras de energía netas en el mercado de oportunidad para cumplir con los compromisos contractuales en transacciones horarias realizadas ascienden a \$90.275.136 y \$154.603.582.

En Guatemala al 30 de junio de 2026 y 2025 las compras de energía neta son por \$54.287.928 y \$86.709.166, respectivamente; la disminución obedece a menor volumen (32,39 Gwh a junio de 2026 versus 37,2 Gwh a junio de 2025) principalmente en la compañía Enel Guatemala S.A.

En Panamá al 30 de junio de 2026 y 2025 por \$35.987.208 y \$67.894.416, respectivamente; corresponde a compras al mercado Spot para cumplimiento en contratos con clientes, principalmente en la compañía Enel Fortuna S.A.; la disminución se debe a menor precio (62,46USD/Gwh compras mercado Spot a junio 2026 versus 79,05USD/Gwh compras mercado Spot a junio de 2025).

- (2) Al 30 de junio de 2026 y 2025 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 \$383.183.857 y \$424.080.366 y transmisión regional \$239.945.024 y \$271.343.733, respectivamente. La variación se debe principalmente por la disminución en precios de contratos.

En Enel X Colombia S.A.S. al 30 de junio de 2026 y 2025, corresponde a transmisión de energía a nivel nacional y regional por \$12.628.553 y \$14.695.873, respectivamente; la disminución corresponde a un menor volumen de energía transportada.

Centroamérica

Al 30 de junio de 2026 y 2025, se presentan costos de intermediación de contratos de energía por el uso del sistema de transmisión por \$39.382.010 y \$46.487.279, respectivamente; y corresponde a las compañías de Guatemala por \$14.942.199 y \$28.535.426, respectivamente, Panamá por \$24.439.811 y \$17.951.853. La disminución obedece principalmente a menores costos en los contratos de exportación en las compañías de Guatemala.

- (3) Al 30 de junio de 2026 en Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución en los impuestos asociados al negocio de generación por \$(3.206.531), se presenta por impuestos variables por \$(4.610.009), negocio de gas por \$(14.474) e incremento en impuesto de producción de energía eléctrica por \$1.417.952 y la disminución en los impuestos asociados al negocio de distribución por \$(7.602.053) corresponde principalmente a impuestos de ICA y estampillas.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 30 de junio de 2026 se presenta una disminución por \$(74.108), que corresponde principalmente a la provisión del impuesto por industria y comercio por ingresos de venta de energía.

Centroamérica

Al 30 de junio de 2026 en las compañías de Centroamérica se presenta una disminución por \$1.160.921 que corresponde principalmente a la tasa de control y vigilancia de las compañías Enel Fortuna S.A. y Enel Renewable S.R.L.

- (4) Al 30 de junio de 2026, la disminución corresponde principalmente al reconocimiento de la recuperación por "contribución adicional especial" por \$(36.946.593), la cual fue pagada en 2020 de manera oportuna a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y sobre la cual la Compañía interpuso una demanda y se cuenta con los argumentos suficientes de certeza de reintegro al Grupo.
- (5) Al 30 de junio de 2026 en Enel Colombia S.A. E.S.P. se presenta aumento en el consumo de combustibles por \$8.052.741, esto obedece a mayor generación en la Central Termozipa; de aproximadamente 208,89

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

Gwh a junio 2026 versus aproximadamente 157,26 Gwh a junio 2025, y así mismo, mayor consumo de carbón, a junio 2026 por 95.814 toneladas cuyo valor aproximado es por \$33.489.461, versus a junio de 2025 por 76.627 toneladas lo que representaba un valor de aproximado de \$26.854.137.

26. Otros gastos fijos, por naturaleza

	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2026	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1)	\$ 202.218.492	\$ 162.824.048
Reparaciones y conservación (2)	91.272.367	86.684.450
Tributos y tasas (3)	80.075.781	12.404.500
Primas de seguros (4)	40.363.354	45.891.810
Otros suministros y servicios (5)	26.451.753	156.589.044
Arrendamientos y cánones	12.305.897	16.359.808
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	4.273.008	5.419.320
Gastos de transportes y viajes	3.152.793	4.104.911
	\$ 460.113.445	\$ 490.277.891

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. el incremento corresponde principalmente a costos asociados a: estudios ambientales por \$12.023.565, servicios y asistencia para sistemas por \$10.766.105, otras multas y sanciones por \$3.406.582, provisiones por disputas legales por \$3.334.813 y servicios IT por \$3.041.464.
- (2) Incluye los costos de operación que se presentan principalmente en la variación de existencias de mercancía en tránsito, existencias de transformadores, materiales en distribución y compra de materiales específicos de distribución en stock, entre otros.
- (3) En Colombia el aumento por \$67.315.175 en Enel Colombia S.A. E.S.P. y \$48.653 en Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., corresponde principalmente al registro de impuesto al patrimonio en el año 2026, el cual obedece a cambios normativos sustanciales introducidos por el gobierno nacional en la expedición del Decreto 0173 de 2026, el cual crea un impuesto extraordinario al patrimonio para personas jurídicas en 2026, con el fin de financiar los gastos asociados a la emergencia económica y climática declarada mediante el Decreto 0150 de 2026, en el cual se realiza la ampliación del universo de contribuyentes, el aumento de la base gravable y la incorporación de nuevos sujetos pasivos.
- (4) La disminución corresponde principalmente por el comportamiento a la baja de la tasa de cambio del año 2026 comparado con el año 2025, lo que ha derivado en la expedición de las pólizas corporativas por un menor valor y por tanto disminución en el valor en la amortización de las pólizas por el primer y segundo trimestre del año 2026.
- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P., la disminución corresponde principalmente al efecto del reconocimiento en el año 2025 por \$91.367.103 de la cuenta por pagar a favor de la Unidad Administrativa Especial de servicios Públicos (UAESP) otorgada mediante resolución 463 de 2025, servicios técnicos por \$13.393.792, seguridad por \$13.256.626 y compra de medidores para inventario por \$12.353.507.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., la disminución por \$(475.426) corresponde principalmente a menores servicios relacionados con el suministro, instalación y revisión de medidores.

27. Gastos financieros

	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2026	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025
Obligaciones financieras (1)	\$ 542.493.909	\$ 499.123.742
Otros costos financieros (2)	105.888.019	233.121.335
Gravamen a los movimientos financieros (3)	23.598.645	27.900.112
Obligación por beneficios post empleo (4)	21.005.866	33.695.068
Arrendamientos financieros (5)	18.401.703	15.296.585
Gastos por valoración y liquidación de derivados (6)	11.539.348	9.200.800

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 2026	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025
Intereses de mora impuestos	330.856	1.649.535
Gastos financieros	723.258.346	819.987.177
Gasto financiero capitalizado (7)	(62.514.689)	(43.708.803)
Gastos financieros, netos	\$ 660.743.657	\$ 776.278.374

	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2026	Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2025
Obligaciones financieras	\$ 280.548.500	\$ 241.480.815
Otros costos financieros	71.739.927	202.105.179
Gravamen a los movimientos financieros	12.714.528	13.552.653
Obligación por beneficios post empleo	12.864.664	25.293.952
Gastos financieros leasing	9.247.333	7.750.427
Gastos por valoración y liquidación de derivados	4.419.619	6.827.081
Intereses de mora impuestos	157.558	1.118.953
Gastos financieros	391.692.129	498.129.060
Gasto financiero capitalizado	(32.936.840)	(26.647.115)
Gastos financieros, netos	\$ 358.755.289	\$ 471.481.945

- (1) Corresponde principalmente a Enel Colombia S.A. E.S.P. por aumento de las obligaciones financieras contraídas con el Banco Davivienda S.A., Bancolombia S.A. y Banco Popular S.A; en intereses trimestrales con European Investment Bank; así como al vencimiento de los siguientes bonos: bono E7-18 en abril de 2026, B12-15 en septiembre de 2025 y E12-13 en noviembre de 2025 (ver nota 17).

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras a 30 de junio de 2026 y 2025:

Operación	2026	2025
Créditos nacionales y del exterior	\$ 499.556.734	\$ 427.536.868
Bonos emitidos (Colombia)	42.937.175	71.586.874
	\$ 542.493.909	\$ 499.123.742

- (2) Corresponde principalmente a la disminución del reconocimiento de componente financiero (VPN, intereses e indexación) correspondiente al pago a favor de la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), derivado de la 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 del 2025, proferida dentro del proceso coactivo No. 004-2018" por \$(140.691.097) en junio 2025 mientras que en el 2026 se realiza únicamente la actualización financiera.

Centroamérica

En Panamá la disminución por \$(4.609.211) corresponde principalmente a los gastos financieros relacionados al pasivo con Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc, de acuerdo con los contratos de suministro de energía PPA (Power Purchase Agreement).

En Costa Rica y Guatemala corresponde al aumento de otros conceptos por \$555.508.

- (3) La disminución corresponde principalmente a Enel Colombia S.A. E.S.P., por el menor número de giros efectuados durante el primer semestre de 2026, destacándose la amortización de deuda en el año 2026 frente al año 2025.
- (4) La disminución corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P., por el comportamiento de la TES tasa fija en UVR que al 30 de junio de 2026 y 2025 correspondía a 8,91% y 9,55%, respectivamente, para pensiones y adicionalmente el uso individual de tasa TES en pesos así: auxilio de salud 11,99%, auxilio de energía 12,05%, auxilio educativo 12,77%, quinquenios 12,21%, cesantías 12,78% y renta temporal 12,84%

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

generando una variación del costo financiero de pensiones y cesantías por \$10.793.952, costo financiero de beneficios por \$1.059.768 y actualización financiera de los pasivos pensionales por \$835.482.

- (5) Al 30 de junio de 2026 el aumento corresponde principalmente a Enel Colombia S.A.E.S.P. por los intereses de los contratos con: Agropecuaria Chahin Hermanos S.A.S. por \$1.386.154, Inversiones Trans-Sabana S.A.S. por \$724.163, Equirent Vehículos y Maquinaria S.A.S. por \$437.287, Maria Cecilia Botero de Botero por \$283.185, Terrapuerto S.A.S. por \$210.148 y otros por \$78.116.
- (6) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. principalmente por el vencimiento de contratos de derivados financieros de trading y de cobertura CFH (Cash Flow Hedge) para las variaciones en las tasas de cambio de ejecución en los proyectos renovables. Estos impactos también se dieron por el efecto de la menor tasa de cambio en (USD) utilizada en la negociación de forwards al 30 de junio de 2026, \$3.443,59 versus junio 2025 \$4.069,67. Adicionalmente los intereses de cuatro SWAPS adquiridos en el primer semestre 2026.
- (7) La variación del gasto financiero capitalizable en el 2026 versus 2025 corresponde Enel Colombia S.A. E.S.P., principalmente a:

La capitalización de la deuda asociada con la inversión de los proyectos renovables que a partir del año 2023 no se encuentra cubierta por el capex recibido inicialmente y fue necesario obtener financiación genérica para cubrir las necesidades de acuerdo con las proyecciones realizadas, así mismo, se genera gasto financiero de las garantías bancarias y los intereses generados en los contratos de arrendamiento bajo el alcance de la NIIF 16 de los proyectos renovables y de generación, y gasto financiero de los proyectos financiados en la línea distribución.

- La fluctuación de la tasa nominal anual para capitalización de costos por intereses del año 2026 versus 2025 es del 1,46%.

A continuación, los proyectos con gasto financiero capitalizable:

Al 30 de junio de 2026:

Central	Proyecto	Valor
Generación y renovables	Atlántico	35.361.272
Distribución	Subestaciones y redes	9.864.843
Generación y renovables	Guayepo	9.658.654
Generación y renovables	Sedimentación Guavio	4.152.464
Generación y renovables	Otros proyectos menores	3.477.456
Total		\$ 62.514.689

Al 30 de junio de 2025:

Central	Proyecto	Valor
Generación y renovables	Guayepo	17.958.689
Generación y renovables	Atlántico	12.160.586
Distribución	Subestaciones y redes	9.526.488
Generación y renovables	Sedimentación Guavio	2.385.663
Generación y renovables	Otros proyectos menores	1.677.377
		\$ 43.708.803

28. Sanciones

Al 30 de junio de 2026, el Grupo tiene en curso las siguientes sanciones:

Procesos judiciales por sanciones ambientales

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

- 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 2026, 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 considerar que existía una infracción a la normatividad ambiental. La sanción fue disminuida a \$492.700, más \$434.068 de intereses cobrados por la autoridad, para un total pagado en abril del 2024 por \$926.768. 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 2026, 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.

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 2026, el proceso se encuentra al Despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

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

Antecedentes: Mediante Resolución No.1589 del 29 de junio de 2022 la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena, declaró responsable al Grupo y al señor Rubén Darío Mosquera Sierra de los cargos formulados en el auto No.081 de fecha 29 de agosto de 2019, relacionados con el aprovechamiento forestal indebido de ciertos individuos arbóreos, en consecuencia, de lo anterior, 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.

El 3 de febrero de 2026 se profirió sentencia de primera instancia desfavorable, la cual fue apelada por el Grupo. El expediente fue remitido al superior y, al 30 de junio de 2026, está pendiente de que el Tribunal Administrativo del Huila admita el recurso e imparta el trámite correspondiente.

- e) Resolución No.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. El 14 de julio de 2025 se profirió sentencia de primera instancia negando las pretensiones de la demanda, frente a la cual se presentó el correspondiente recurso de apelación.

Al 30 de junio de 2026, el proceso se encuentra al Despacho en el Tribunal Administrativo del Huila para sentencia de segunda instancia.

- f) Resolución No.2835 de 2023, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No.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 2026 se encuentra pendiente que el referido Juzgado admita la demanda.

- 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.

Al 30 de junio de 2026 el proceso se encuentra al Despacho para sentencia de primera instancia.

- 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. confirmándose la sanción contra el Grupo por valor de \$182.030.

Se radicó la demanda que correspondió al Juzgado Noveno Administrativo de Neiva y, al 30 de junio de 2026, se encuentra debidamente admitida y pendiente de la notificación y traslado a la contraparte.

- 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 No.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 No.3543 de 17 de noviembre de 2023. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes, motivo por el cual se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al Juzgado Tercero Administrativo de Neiva con radicado No. 2025-168, la cual fue admitida mediante auto del 28 del mismo mes y año.

A corte del 30 de junio de 2026 el proceso se encuentra al Despacho para sentencia de primera instancia.

2. Resolución No.4761 del 20 de diciembre de 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 No.3539 del 18 de noviembre de 2023. Se tramitó la conciliación prejudicial con resultado fallido por falta de acuerdo

entre las partes, motivo por el cual se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al Juzgado Segundo Administrativo de Neiva, la cual fue admitida mediante auto del 30 de septiembre de 2025.

Al 30 de junio de 2026, el proceso se encuentra pendiente de fijar fecha para la audiencia inicial.

3. Resolución No.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 No.3544 de 18 de noviembre de 2023. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial.

El 16 de julio de 2025 se celebró la audiencia de conciliación con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes, motivo por el cual se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al Juzgado 9 Administrativo de Neiva la cual fue admitida mediante auto del 1 de septiembre de 2025.

A corte del 30 de junio de 2026 se encuentra pendiente de notificar a la CAM.

4. Resolución No.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 No.3542 de 18 de noviembre de 2023.

Se tramitó la conciliación prejudicial, con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes, motivo por el cual se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al Juzgado Tercero Administrativo de Neiva con radicado No. 2025-197 y fue admitida mediante auto del 12 de septiembre de 2025.

A corte del 30 de junio de 2026 el proceso se encuentra al Despacho para sentencia de primera instancia.

5. Resolución No.4850 del 24 de diciembre de 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 No. 2025-278851, quedando pendiente la fijación de fecha para su realización.

El 5 de agosto de 2025 se celebró la audiencia de conciliación con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes, motivo por el cual se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al Juzgado 9 Administrativo de Neiva y fue admitida mediante auto del 1 de septiembre de 2025.

A corte del 30 de junio de 2026 se encuentra al Despacho para sentencia de primera instancia.

- j) El día 10 de marzo de 2025, el Grupo fue notificado de la Resolución No.320 de 17 de febrero de 2025 expedida por la CAM, 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 No.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, la cual culminó con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes en audiencia celebrada el 20 de agosto de 2025.

Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N°3538 de fecha 18 de noviembre de 2023. Se tramitó la conciliación prejudicial con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes, seguido de la respectiva demanda que correspondió al juzgado Sexto Administrativo de Neiva, la cual fue admitida por auto del 2 de septiembre de 2025.

El 23 de junio de 2026 se profirió sentencia de primera instancia favorable para el Grupo, mediante la cual el Despacho declaró la nulidad absoluta de los actos administrativos sancionatorios por falsa motivación y ordenó el reintegro de la suma pagada por concepto de multa, debidamente indexada.

Al 30 de junio se está a la espera de que la CAM presente recurso de apelación, frente al cual se ejercerá la debida contradicción.

- 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 aprovechamiento forestal:
1. Resolución No.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 No.3477 de 17 de noviembre de 2023. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial.

Con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes, motivo por el cual se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al Juzgado Primero Administrativo de Neiva y fue admitida mediante auto del 7 de agosto de 2025.

A corte del 30 de junio de 2026, el proceso se encuentra pendiente de la sentencia de primera instancia.

2. Resolución No.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, la cual culminó con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes en audiencia celebrada el 15 de julio de 2025. Por lo tanto, se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al juzgado Primero Administrativo de Neiva, la demanda fue admitida por auto del 7 de agosto de 2025.

El 26 de junio de 2026 se profirió sentencia de primera instancia favorable para el Grupo, mediante la cual el Despacho declaró la nulidad absoluta de los actos administrativos sancionatorios por falsa motivación y ordenó el reintegro de la suma pagada por concepto de multa, debidamente indexada. Al 30 de junio se está a la espera de que la CAM presente recurso de apelación, frente al cual se ejercerá la debida contradicción.

3. Resolución No.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 No.3489 de 17 de noviembre de 2023.

Se tramitó la conciliación prejudicial con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes, seguido de la respectiva demanda que correspondió por reparto al Juzgado Quinto Administrativo de Neiva.

Al 30 de junio de 2026 se encuentra pendiente para fijar fecha de audiencia inicial.

- l) El 30 de abril de 2025, el Grupo fue notificado de la Resolución No.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 No.3536 del 17 de noviembre de 2023.

Al 30 de junio de 2026 está pendiente de que el Despacho fije fecha para la audiencia inicial.

- m) El 22 de diciembre de 2023, como resultado de un procedimiento sancionatorio adelantado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, se declaró responsable ambiental a Enel Colombia S.A. E.S.P., por el presunto incumplimiento asociado a la intervención de especies epífitas sin realizar el levantamiento previo de la veda, durante las actividades de aprovechamiento forestal del vaso del embalse del proyecto hidroeléctrico El Quimbo. La situación fue resuelta por el Ministerio el 9 de enero de 2025 confirmando la sanción contra el Grupo, y modificando el valor de la multa por \$9.036.939.

Se presentó la demanda respectiva que correspondió al Tribunal Administrativo del Huila.

Al 30 de junio de 2026 está pendiente de fijar fecha para la audiencia inicial.

- n) El 16 de abril de 2025, el Grupo fue notificado de la Resolución No.732 del 16 de abril de 2025, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA- y a través de la cual se declara responsable a Enel Colombia S.A. E.S.P. por presuntamente haber realizado actividades de aprovechamiento forestal en las vías sustitutivas autorizadas dentro del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo - PHEQ, en un volumen mayor al autorizado y sin haber obtenido previamente el respectivo permiso de aprovechamiento forestal o en su defecto haber obtenido la modificación de la Licencia Ambiental otorgada para la ejecución del proyecto en mención. En consecuencia, impuso sanción en la modalidad de multa, en cuantía de \$1.863.663.

Mediante Resolución N° 001279 de 04 mayo de 2026, notificada el 05 de abril, la ANLA resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la resolución 732 de 2025, reduciendo el valor de la multa a \$1.284.581

- o) El 14 de mayo de 2025, el Grupo fue notificado de la Resolución No.785 del 26 de marzo de 2025, expedida por la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena -CAM- y a través de la cual se declara responsable a Enel Colombia S.A.E.S.P. por presuntamente realizar la tala de un árbol de la especie Cedro (Cedrela odorata-Meliáceas), dentro de Zona de Reserva Forestal de la Amazonía-Tipo C, sin contar con el respectivo permiso de aprovechamiento forestal otorgado por la autoridad ambiental competente. En consecuencia, impuso sanción en la modalidad de multa, en cuantía de \$339.146.

Se interpuso recurso de reposición contra la resolución, el cual, al 30 de junio de 2026, se encuentra pendiente de pronunciamiento por parte de la CAM.

- p) El día 09 de octubre de 2025, el Grupo fue notificado de la Resolución No.2428 del 08 de octubre de 2025, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA- y mediante la cual se resolvió el recurso de reposición presentado por Enel Colombia S.A. E.S.P. contra la Resolución No.1212 del 25 de junio de 2025, que declaró la responsabilidad ambiental por presuntamente “acopiar materiales de construcción en áreas no autorizadas” de acuerdo con la licencia ambiental otorgada para el desarrollo del proyecto “Parque Eólico Windpeshi”.

A través de la resolución notificada, la ANLA confirmó la imposición de la sanción en la modalidad de multa en cuantía de \$2.174.294.

El Grupo se abstuvo de presentar la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, dado que, por haberse dado la aceptación de la conducta infractora, se limitaba cualquier controversia a la dosimetría de la sanción y, en ese marco, se evidenció un alto riesgo procesal y baja probabilidad de éxito por la insuficiencia probatoria y el amplio margen de apreciación técnica de la ANLA, con exposición a una eventual condena en costas.

- q) El 13 de febrero de 2026, el Grupo fue notificada de la Resolución No. 000429 del 12 de febrero de 2026, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales –ANLA–, a través de la cual se declaró responsable a Enel Colombia S.A. E.S.P. por incumplimientos relacionados con la apertura de una vía sin la respectiva autorización ambiental y la realización de aprovechamiento forestal sin permiso, en el marco del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. En consecuencia, se impuso sanción en la modalidad de multa en cuantía de \$2.075.120 así como la obligación de presentar un Plan de Compensación para evaluación y aprobación por parte de la autoridad ambiental

Se interpuso recurso de reposición contra la resolución, el cual fue radicado el 27 de febrero de 2026 y, a la fecha de corte, se encuentra pendiente de pronunciamiento por parte de la ANLA.

Sanciones por incumplimientos regulatorios:

- a) El 11 de julio de 2022, mediante la Resolución No.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, que conoce actualmente el Tribunal Administrativo del Putumayo.

Al 30 de junio de 2026 está pendiente de fijar fecha para la audiencia inicial.

- 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.

El 15 de abril de 2026, el Juzgado emitió auto mediante el cual anunció que proferirá sentencia anticipada y corrió traslado para alegar de conclusión, frente a lo cual se presentó solicitud de adición para que se decreten las pruebas solicitadas por el Grupo. Al 30 de junio de 2026 está pendiente de resolver dicha solicitud.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como remoto 10%.

- c) El día 27 de septiembre de 2024, mediante Resolución No.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, sin embargo, mediante Resolución SSPD 20252400471005 del 30 de septiembre de 2025, notificada el 2 de octubre, la Superintendencia confirmó en su integridad la sanción.

La multa fue pagada el 15 de octubre de 2025 y se y se presentó en debido término la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho. Al corte del 30 de junio de 2026 el proceso se encuentra pendiente de señalar fecha para la audiencia inicial.

- d) El día 10 de octubre de 2025, mediante Resolución No.SSPD 20252400491705, la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con multa por valor de \$2.847.000, por considerar que el Grupo incumplió lo dispuesto en el artículo 168 de la Ley 142 de 1994, los artículos 6 y 25 de la Ley 143 de 1994, el artículo 6 (numeral 1.2.) de la Resolución CREG 055 de 1994, el artículo 6 (literal a) de la Resolución CREG 024 de 1995 y el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019, toda vez que, entre el 17 y el 22 de octubre de 2022, habría ofrecido un precio al Centro Nacional de Despacho por las unidades de generación de energía de la Planta Betania, que aparentemente desconoció los costos de oportunidad (valor

del agua) de generación en el momento de la oferta, distorsionando con ello el funcionamiento eficiente del mercado.

Sobre esta decisión se interpuso recurso de reposición a través de radicado No.20255294412932 del 27 de octubre de 2025. Mediante Resolución No. 20262400322795 del 22 de abril de 2026, la Superintendencia de Servicios Públicos resuelve desfavorablemente el recurso de reposición, confirmando la sanción en contra de Enel Colombia S.A. E.S.P. por \$2.847.000.

La sanción fue pagada dentro del término de 10 días hábiles y se interpondrá la respectiva demanda de nulidad y restablecimiento del derecho dentro del plazo de 4 meses previstos en la Ley.

29. Compromisos y contingencias

a) Convenio Estación Elevadora de Aguas Residuales Canoas - EEARC

Al 30 de junio de 2026 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 100%.
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 100%, suministro de equipos 95% y montaje de equipo electromecánico 95%, aproximadamente.
- Construcción del pozo de cribado con avance de construcción civil 96%, suministro de equipo 96% y montaje de equipo electromecánico 96%, aproximadamente.
- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control de 98%, aproximadamente.
- Actividades de tendido de cable a tablero de control e instalación de tableros eléctricos en un avance de montaje electromecánico 95% y obra civil 100%.
- Finalizan trabajos de la descarga de la EEARC al Río Bogotá 100%.
- 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. 100% el 21 de octubre de 2025.
 - ✓ Comisionamiento con energía. Esta actividad se cumplió al 100% el 15 de octubre de 2025.
 - ✓ Operación asistida. Prevista para el periodo de abril a octubre de 2026; y en adelante, con operación comercial, sin embargo, actualmente no se ha iniciado ni definido su fecha, debidos a mantenimientos previos en las 6 bombas principales que se encuentran afectadas por inundación de parte del pozo de bombas.

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 2026, calificados como eventuales son:

• **Colombia.**

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

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$337.626.840.

Estado actual y situación procesal: Tras obtenerse sentencia de primera instancia favorable a Enel Colombia S.A. E.S.P., la parte demandante presentó el correspondiente recurso de apelación, el cual, a la fecha se encuentra pendiente ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca.

b. Proceso Asociación de Propietarios del Centro Urbano Antonio Nariño ASOCUAN.

Fecha de inicio: 2009.

Pretensión: \$15.000.000.

Estado actual y situación procesal: Mediante auto del 24 de octubre de 2025, el Juzgado confirmó la orden de vincular a los copropietarios de la Propiedad Horizontal para que se integre la litis; determinación que fue cumplida por el demandante que procedió con la vinculación procesal de los sujetos procesales que conforman la propiedad horizontal. Avalado lo anterior por parte del juzgado, el proceso deberá continuar con la etapa de la audiencia inicial. Al 30 de junio de 2026 no hay movimientos adicionales y se está a la espera de esa verificación.

c. Proceso de cobro coactivo de alumbrado público con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos UAESP.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$249.095.181.

Estado actual y situación procesal:

1. Acción de Nulidad y restablecimiento del Derecho:

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.

Al 30 de junio de 2026, se continúa a la espera de la sentencia de segunda instancia

2. Litigio cobro coactivo de Alumbrado Público con la UAESP.

Estado actual y situación procesal: El 13 de junio de 2025 el Grupo desistió de la demanda presentada contra el auto No. 007 del 4 de septiembre de 2024, dado que dicho acto fue revocado parcialmente vía revocatoria directa por parte de la UAESP mediante Resolución 173 de 2025.

Por auto del 24 de julio de 2025, el Tribunal aceptó el desistimiento y ordenó la terminación y el archivo de ese expediente y, a su turno, el 11 de agosto de 2025. El Grupo radicó ante la Procuraduría General de la Nación la solicitud de conciliación extrajudicial como requisito de procedibilidad contra la Resolución 173 de 2025, la audiencia se llevó a cabo el 11 de noviembre de 2025 y en ella se presentó el acuerdo de conciliación establecido entre las partes en torno a los criterios de actualización del capital y liquidación de interés conforme a lo establecido en la Resolución 730 de 2017, sin embargo, este acuerdo no fue aprobado por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca mediante auto de fecha 6 de mayo de 2026.

En consecuencia, se interpuso recurso de reposición, el cual fue resuelto de manera desfavorable mediante providencia del 11 de junio de 2026, así como, en subsidio, recurso de apelación. Respecto de este último, se encuentra pendiente su remisión al Consejo de Estado y la correspondiente asignación al despacho competente para su trámite.

Frente a la aprobación judicial del segundo acuerdo relacionado con las Resoluciones 237 y 463 de 2025, actualmente se encuentra pendiente de aprobación judicial ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca.

No obstante, respecto de estas Resoluciones ya se promovió la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, la cual, a la fecha, la demanda no ha sido admitida del Tribunal Administrativo de Cundinamarca.

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: Tras obtener sentencia de primera instancia desfavorable para el Grupo, se presentó el correspondiente recurso de apelación ante el Consejo de Estado, el cual se encuentra pendiente de decisión definitiva.

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 2026, 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. Durante el año 2025, el Consejo de Estado admitió el recurso de apelación y el proceso ingresó al despacho para fallo de segunda instancia.

Al 30 de junio de 2026 el litigio se encuentra pendiente de sentencia de segunda instancia ante el Consejo de Estado.

g. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de tasa de aprovechamiento forestal liquidada por la CAM en 2019.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$34.802.783 (tasa e intereses).

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2026 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.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$11.549.367 (tasa e intereses).

Estado actual y situación procesal: El proceso en contra de la liquidación del año 2018 finalizó en marzo de 2025. Al 30 de junio de 2026, 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: \$3.778.338 (mayor impuesto, sanción e intereses).

Estado actual y situación procesal: El 27 de marzo de 2026 fue notificada sentencia definitiva de segunda instancia parcialmente desfavorable que confirmó la sentencia de primera instancia. Con esto el proceso finalizó.

j. Alfonso Jimenez Cuesta y Otros.

Fecha de inicio: 2010.

Pretensión: \$1.150.000.000.

Estado actual y situación procesal: El 12 de febrero de 2026, el Juzgado Veintidós Administrativo de Bogotá verificó si las partes habían cumplido con las órdenes relacionadas con la obtención de la documentación necesaria para que los peritos pudieran elaborar sus dictámenes dentro del proceso. El G informó que no fue posible entregar parte de la documentación solicitada - sanciones, historiales de consumo, expedientes y soportes técnicos -, ya que dichos archivos fueron eliminados conforme a los plazos legales de conservación. Aun así, detalló los pasos adelantados para intentar recuperarlos, tales como búsquedas en archivos físicos, solicitudes a la Superintendencia y solicitudes de desarchivo judicial.

Frente a lo anterior, el Juez ordenó aportar soportes de las respuestas, aclaraciones y evidencia de todas las gestiones adelantadas para obtener la documentación requerida, dentro de un plazo de dos meses. Este requerimiento fue atendido y se solicitó al Juez darle celeridad al trámite del proceso, reiterando que la carga de la prueba es de la parte actora.

En vista de las respuestas recibidas, el Despacho requirió a los peritos para que informaran si con la documentación obrante en el expediente les es posible rendir su experticia, frente a lo cual, uno de los peritos informó el 19 de junio de 2026 que con la información disponible en el expediente no es posible rendir su concepto, y solicitándole al Juez oficiar a la Superintendencia de Servicios para que indique si la respuesta sobre la ausencia de los documentos es válida, frente a lo cual se presentará la correspondiente réplica.

El expediente ingresó al Despacho el 22 de junio de 2026 para resolver sobre dicho punto.

k. María Isabel Delgadillo y otros.

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: \$2.222.742.172.

Estado actual y situación procesal: Realizada la audiencia de sustentación y contradicción de los dictámenes periciales y concluida la fase probatoria, las partes presentaron los alegatos de conclusión y al 30 de junio de 2026 el proceso se encuentra pendiente de la sentencia de primera instancia.

l. Jesús Maria 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 2026 el proceso continúa al despacho para fallo de primera instancia.

m. 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: Tras la declaratoria de falta de jurisdicción y remisión a la jurisdicción civil en 2025, así como el posterior conflicto de competencia, el 3 de marzo de 2026 la Corte Constitucional definió lo pertinente y asignó definitivamente el conocimiento del proceso al Juzgado 7 Administrativo de Garzón-Huila.

Al 30 de junio de 2026 se espera que dicho juzgado reasuma la competencia y el procedo continúe la fase probatoria.

n. 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: Tras obtenerse fallo de primera instancia favorable para el Grupo, la parte demandante presentó recurso de apelación, el cual, al 30 de junio de 2026 se encuentra pendiente ante el Tribunal Administrativo del Huila.

o. Acción de reparación promovida por Tito Toledo y otros 111.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$33.716.614.

Estado actual y situación procesal: Asignada la competencia al Juzgado Cuarto Administrativo del Circuito de Garzón – Huila, al 30 de junio de 2026, el proceso se encuentra pendiente de la sentencia de primera instancia.

p. 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: Al 30 de junio de 2026, el proceso está pendiente de fallo de primera instancia ante el Juzgado Cuarto Administrativo de Garzón – Huila.

q. 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: El proceso cuenta con fallo favorable para el Grupo y al 30 de junio de 2026 se está a la espera del fallo de segunda instancia.

r. 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 30 de junio de 2026 el proceso se encuentra pendiente de la notificación del fallo de primera instancia.

s. Reparación directa de Jesús Hernán Ramirez Almario y otros.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$23.979.939.

Estado actual y situación procesal: Al despacho para sentencia de primera instancia.

Durante 2025, la parte actora solicitó la remisión del proceso por competencia a la jurisdicción civil, frente a lo cual el Grupo presentó réplica. Al 30 de junio de 2026, se encuentra pendiente la decisión sobre dicha solicitud y paralelamente el proceso se encuentra pendiente del fallo de primera instancia.

t. 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: El proceso fue remitido por competencia a la jurisdicción civil en agosto de 2025 y, al 30 de junio de 2026, se encuentra pendiente que el Juzgado Primero Civil del Circuito de Garzón se pronuncie sobre su competencia para conocer del asunto.

u. Proceso declarativo de Inversiones Los Almendros Del Norte Ltda.

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: \$132.191.499.

Estado actual y situación procesal: El 25 de mayo de 2026, el Tribunal declaró inadmisible la apelación presentada por el Grupo contra el auto que negó el traslado del dictamen pericial y el 18 de junio de 2026 se realizó la audiencia inicial en donde se surtieron los interrogatorios de parte correspondientes y se señaló el 1 de septiembre de 2026 para continuar con la audiencia de instrucción (práctica de pruebas restantes) y juzgamiento (fallo).

v. Acción de grupo José Edgar Bejarano.

Fecha de inicio: 2004

Pretensión: \$32.000.000.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2026, el proceso se encuentra pendiente del fallo de segunda instancia.

w. 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 vinculado 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 2026, 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.

x. Acción popular Contraloría de Cundinamarca, por el alumbrado público.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$175.950.000.

(Monto estimado por la línea de negocio, que comprende los ingresos totales proyectados por arrendamiento de activos de alumbrado público en todos los municipios hasta el vencimiento de los contratos; el valor contable de los activos al 31 julio de 2025 y; el alquiler de infraestructuras y otros servicios).

Estado actual y situación procesal: La Contraloría de Cundinamarca interpuso una acción popular contra el Grupo por presuntas vulneraciones a derechos colectivos en la prestación del servicio de alumbrado público en varios municipios. Se cuestionó el uso de contratos de arrendamiento en lugar de concesión, lo que impidió la reversión de infraestructura pública, y se alegó una posición dominante con cobros indebidos.

El 23 de julio de 2025, el Juzgado 47 Administrativo de Bogotá emitió sentencia señalando que no se acreditó la titularidad de las redes por falta de inventarios claros, lo que pone en duda los cobros efectuados. Se declararon vulnerados derechos a la moralidad administrativa, al patrimonio público y al uso adecuado del espacio público.

La sentencia ordenó al Grupo entregar inventarios detallados, cesar cobros no acreditados, permitir la contratación libre por parte de los municipios y abstenerse de obstaculizar decisiones judiciales. También estableció seguimiento judicial trimestral por un año, sin condena económica específica.

La sentencia de primera instancia fue apelada y el recurso fue concedido en efecto suspensivo, de manera que su cumplimiento no es exigible hasta que se resuelva la apelación.

Al 30 de junio de 2026, el proceso se encuentra pendiente de que se profiera la sentencia definitiva de segunda instancia.

y. Acción popular Orlando Beltran Cuellar.

Fecha de inicio: 2010.

Pretensión: indeterminada.

Estado actual y situación procesal: acción popular dirigida a la suspensión de la licencia ambiental Quimbo solicitando que se condene al Grupo a asumir el valor de construcción y operación de plantas de tratamiento de aguas residuales de los municipios de influencia del proyecto. El fallo de primera instancia fue parcialmente desfavorable para el Grupo.

Al 30 de junio de 2026 el proceso se encuentra al Despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

z. Acción de nulidad por inconstitucionalidad de la licencia ambiental del Proyecto Hidrológico el Quimbo, Diana Marcela Morelo Lozada y otros.

Fecha de inicio: 2013.

Pretensión: indeterminada.

Estado actual y situación procesal: El Consejo de Estado admitió una demanda de nulidad contra varias resoluciones que otorgaron la Licencia Ambiental al proyecto hidroeléctrico El Quimbo, por presunta vulneración de normas constitucionales, legales y tratados internacionales sobre protección ambiental, alegando daños ambientales irreversibles.

Al 30 de junio de 2026 el proceso está al Despacho para sentencia de única instancia.

aa. Acción de grupo Miguel Ángel Chávez y otros.

Fecha de inicio: 2011.

Pretensión: \$112.320.000.

Estado actual y situación procesal: En 2011, habitantes de Sibaté presentaron una acción de grupo contra entidades públicas y privadas, incluido el Grupo, por daños causados por la contaminación del embalse El Muña debido al bombeo de aguas del río Bogotá. El Grupo niega responsabilidad, alegando que recibe el agua ya contaminada. El proceso fue remitido a los Juzgados de Bogotá y aún está en etapa preliminar, pendiente de resolver excepciones y recursos contra decisiones como la exclusión de algunos demandados.

Así, el 21 de mayo de 2025 se fijó en lista las excepciones de la contestación de los curadores y el 25 de agosto de 2025 el apoderado judicial de la sociedad DIACO S.A. presenta incidente de nulidad respecto de la totalidad de actuaciones procesales surtidas con posterioridad a la admisión de la demanda.

Al 30 de junio de 2026 el proceso está al Despacho para resolver lo que corresponda y continuar con el impulso del proceso.

ab. Acción popular afectaciones ambientales centrales de generación Cundinamarca - Diego Andrés López Suárez y Laurean Mora Beltrán.

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: indeterminada.

Estado actual y situación procesal: acción popular por presuntas afectaciones ambientales, sociales y de salud en El Colegio y San Antonio del Tequendama, derivadas de la operación de varias plantas de generación de energía. Los demandantes alegan contaminación hídrica, sonora y odorífera, falta de mantenimiento, cortes de energía, daños viales, ausencia de consulta previa y escasas compensaciones a la comunidad.

Durante el primer semestre de 2026 se realizó la audiencia de pacto de cumplimiento sin fórmula de arreglo; en materia probatoria, se decretó a favor del accionante el interrogatorio del representante legal del grupo, mientras que a favor se admitieron todas las pruebas solicitadas. El 30 de abril de 2026 se llevó a cabo la audiencia de pruebas, no obstante, fue suspendida hasta nueva fecha.

El Grupo aportó el informe técnico anunciado en la respuesta de la demanda, relacionado con el cumplimiento de la normativa ambiental sobre olores ofensivos en la Central Paraíso. Paralelamente, cursa una acción de tutela promovida por el demandante contra el Despacho Judicial por la negativa de un dictamen pericial, frente a la cual se solicitó negar el amparo, por ser improcedente para controvertir decisiones procesales en firme.

Al 30 de junio de 2026, está pendiente de que se resuelva dicha tutela y que, posteriormente, el Despacho pueda reanudar la audiencia de pruebas y práctica de testimonios.

ac. Consorcio Impregilo OHL (Grupo ICT II y OHL) e INGETEC - arbitramento vertedero Quimbo.

Fecha de inicio: 2026.

Pretensión: \$125.075.355.

Estado actual y situación procesal: EL Grupo presentó demanda arbitral contra el Consorcio Impregilo OHL (Grupo ICT II y OHL) como constructor e INGETEC como diseñador por los fallos estructurales del vertedero de la central hidroeléctrica El Quimbo, cuya socavación y daño progresivo detectados en 2025, obligaron al Grupo a suspender la operación del vertedero y asumir costos extraordinarios de estudios, obras de mitigación y restricciones operativas del embalse; la controversia busca que se declare el incumplimiento de las obligaciones de construcción y diseño, respectivamente, así como la indemnización de los perjuicios y la aplicación de la cláusula penal. La demanda fue presentada el 1 de abril de 2026 y se encuentra a la espera de la integración del Tribunal Arbitral.

Centroamérica.

ad. 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 2026, 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.

ae. 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 2026, no existen actuaciones adicionales.

af. 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: En junio de 2025, se notificó la Resolución emitida por el Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda, Segundo Circuito Judicial, San José, Goicoechea, resolviendo que declara sin lugar las costas en el arbitraje seguido por PH Chucas, S.A. contra el ICE.

El 01 de julio de 2025, se presentó ante el Tribunal Contencioso Administrativo (Sección de ejecución) el recurso de adición y aclaración el cual fue rechazado. Asimismo, se presentó y se sustentó el recurso de apelación ante el Tribunal de Apelaciones Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda, Segundo Circuito Judicial, San José, Goicoechea.

El 11 de julio de 2025, el ICE presentó un escrito oponiéndose al recurso, reiterando los argumentos ya planteados ante la jueza de ejecución.

Al 30 de junio de 2026, se espera que el Tribunal de Apelaciones resuelva el recurso interpuesto.

ag. 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 2026, la valoración del Auto de Pruebas se encuentra en proyecto en lectura (de resolución) decidiendo sobre los recursos de apelación presentados por ETESA y la Procuraduría en contra del Auto de Pruebas No. 278 del 6 de agosto de 2024) desde el 2 de septiembre de 2025.

ah. 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 USD 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 USD \$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.

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

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 USD \$544,422.71, desglosados así: Capital USD \$476,857.14, Costa de recursos USD \$300.00, Certificaciones de sociedades USD \$80.00 y costas de ejecución USD \$67,185.57.

Al 30 de junio de 2026 el Grupo está realizando gestiones y solicitudes ante el Juzgado para ejecutar la liquidación efectuada por el Secretario del Despacho y se espera respuesta por parte del Tribunal a solicitud de remate de los bienes embargados y la tercería presentada por Enel Fortuna, S.A.

30. 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 2026, no existen contratos de venta y compra de futuros de energía vigentes.

A su vez, en lo corrido del año al 30 de junio de 2026 se liquidaron 72,36 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales al 30 de junio de 2026 ascienden en efectivo a \$3.513.088 y en a TES \$879.902 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 de efectivo y equivalente al efectivo.

Distribución

De acuerdo con la Resolución CREG 101 020 de 2022 que define el traslado de los precios de contratos resultante del mecanismo propuesto por Derivex, 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 2026, no hay contratos vigentes para el corto y mediano plazo por las bajas disponibilidades de oferta principalmente por efecto de El Fenómeno del Niño. A su vez, desde el 1 de enero al 30 de junio de 2026 se han liquidado 67 GWh.

Las operaciones de futuros son respaldadas por garantías las cuales a 30 de junio de 2026 ascienden en efectivo a \$2.342.200 los cuales están a disposición del Grupo, pero como parte de su operación, los costos de las garantías fueron trasladados a los usuarios finales como lo establece la normatividad vigente.

31. Resultado en venta y disposición de activos, neto

	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2026	Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2025
Resultado en venta de activos	\$ (4.243.535)	\$ (1.125.272)
	\$ (4.243.535)	\$ (1.125.272)

Al 30 de junio de 2026 el Grupo presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por \$(4.243.535), correspondientes a:

Colombia

Bajas con efecto en pérdida por \$(4.185.661) distribuidas así:

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

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

- Transformadores de distribución \$(2.271.373).
- Siniestros de enero a junio \$(1.494.451).
- Plantas de generación \$(413.929).

Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. corresponde a venta de equipo de telemedida por \$(5.820).

Centroamérica

En Guatemala y Costa Rica, el efecto en pérdida por \$(57.962), corresponde principalmente a venta de equipos de cómputo.

32. 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 2026:

	Valor en libros	Valor razonable
Activos financieros (1)		
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.233.351.538	\$ 2.239.143.156
Total de activos financieros	\$ 2.233.351.538	\$ 2.239.143.156
Pasivos financieros (2)		
Préstamos bancarios	\$ 8.027.942.162	\$ 8.365.617.883
Bonos emitidos	981.910.301	910.377.187
Obligaciones por leasing	330.913.242	291.556.424
Total de pasivos	\$ 9.340.765.705	\$ 9.567.551.494
Activos no financieros (3)		
Bonos de Carbono	\$ 22.328.222	\$ 77.564.104
Total de activos no financieros	\$ 22.328.222	\$ 77.564.104

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 2025:

	Valor en libros	Valor razonable
Activos financieros (1)		
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.061.137.741	\$ 2.065.010.131
Total de activos financieros	\$ 2.061.137.741	\$ 2.065.010.131
Pasivos financieros (2)		
Préstamos bancarios	\$ 8.715.623.248	\$ 933.252.944
Bonos emitidos	981.486.441	8.816.217.543
Obligaciones por leasing	329.749.922	283.626.543
Total de pasivos	\$ 10.026.859.611	\$ 10.033.097.030
Activos no financieros (3)		
Bonos de Carbono	\$ 22.740.431	\$ 77.564.104
Total de activos no financieros	\$ 22.740.431	\$ 77.564.104

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

- (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 2026, factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar.
- (2) Las obligaciones 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.

El valor razonable de cada instrumento de deuda se mide proyectando los flujos de capital e intereses a pagar de cada operación por sus condiciones de tasa y periodicidad contractuales, y se descuenta a valor presente con la curva de valoración para el cierre de cada trimestre que nos proporciona uno de los proveedores de precios del mercado colombiano (PRECIA). Para estas curvas de descuento se realiza la solicitud y el pago de cada curva y se tiene un contrato activo con Precia.

- (3) Al 30 de junio de 2026, se tienen reconocidos bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de \$77.564.104 corresponden a 2.691.628 certificados emitidos en noviembre de 2020 por reducción de emisiones CO2 de los años 2015 – 2018 por \$10.333.523; 1.396.818 certificados emitidos en marzo de 2021 por reducción de emisiones CO2 de los años 2019 y 2020 por \$15.045.043; 1.167.444 certificados emitidos en febrero de 2022 por reducción de emisiones CO2 por \$12.832.060; 1.133.764, certificados emitidos a septiembre de 2023 por reducción de emisiones CO2 por \$20.126.566; 1.125.980 certificados emitidos en diciembre 2024 por reducción de emisión CO2 por \$13.196.050; y 230.906 certificados emitidos a junio de 2025 por reducción de emisiones CO2 por \$6.030.862, la actualización del valor razonable corresponde a ajustes en los precios de mercado de los Bonos de Carbono. Así mismo, se han realizado ventas de certificados CO2 con impacto en el inventario por \$(54.823.673) y se realizó la utilización de bonos para el pago de impuestos por \$(412.209). (Ver Nota 9).

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.

Para la medición a valor razonable de este instrumento de patrimonio se tomó como base la participación de Enel Colombia S.A. E.S.P. en el patrimonio de Derivex, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, dado que no hay comparables en el mercado.

33. 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 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Costo Amortizado				
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 2.007.466.393	\$ -	\$ 1.150.701.653	\$ -
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	2.149.986.152	83.365.386	1.874.067.448	187.070.293
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	14.126.843	-	26.508.160	-
Otros activos financieros	57.679.332	280.639.052	57.653.984	313.691.199
Total Activos Financieros a Costo Amortizado	\$ 4.229.258.720	\$ 364.004.438	\$ 3.108.931.245	\$ 500.761.492
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros activos financieros	18.009.162	115.493	29.173.682	46.148
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	\$ 18.009.162	\$ 115.493	\$ 29.173.682	\$ 46.148
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	10.159.332	-	24.540.814	-

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

Activos Financieros	Al 30 de junio de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 10.159.332	\$ -	\$ 24.540.814	\$ -

Pasivos Financieros	Al 30 de junio de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Costo Amortizado				
Otros pasivos financieros	\$ 1.064.945.051	\$ 8.275.820.654	\$ 1.446.341.587	\$ 8.580.518.024
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	2.377.211.225	345.528.292	2.290.311.556	402.257.398
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	2.906.922.985	67.305.010	173.742.530	89.211.913
Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado	\$ 6.349.079.261	\$ 8.688.653.956	\$ 3.910.395.673	\$ 9.071.987.335
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros pasivos financieros	25.027.283	-	7.891.790	24.443
Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 25.027.283	\$ -	\$ 7.891.790	\$ 24.443

34. 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:

Nº	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 31 de marzo de 2026.

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 2026			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Enero - junio de 2026				
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 3.845.989.236	\$ 4.544.165.835	\$ (136.811.433)	\$ 8.253.343.638
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter-segmentos	(154.345.362)	(50.718.561)	205.063.923	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 3.691.643.874	\$ 4.493.447.274	\$ 68.252.490	\$ 8.253.343.638
Aprovisionamientos y servicios	(1.155.074.356)	(2.509.227.569)	109.431.334	(3.554.870.591)
Depreciación y amortización	(301.990.706)	(298.074.181)	-	(600.064.887)
Gastos de personal	(149.922.389)	(167.108.549)	-	(317.030.938)
Otros ingresos (costos)	(188.106.586)	(136.516.049)	27.380.099	(297.242.536)
Ingresos financieros	49.735.663	58.707.765	(16.994.944)	91.448.484
Gastos financieros	(389.023.592)	(288.715.009)	16.994.944	(660.743.657)
Diferencias en Cambio	1.446.133	4.599.572	-	6.045.705

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 2026

Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial
Resultado de otras inversiones
Resultados en venta y disposición de activos
Otros rubros no monetarios:
Pérdidas por deterioro de activos financieros
Utilidad antes de impuestos
Gasto por impuesto de renta
Utilidad neta

Segmentos al 30 de junio de 2026			
Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
106.252.748	(2.512.885)	(102.625.656)	1.114.207
134.561.683	-	(134.561.683)	-
(471.891)	(3.771.644)	-	(4.243.535)
\$ (29.170.804)	\$ (38.066.500)	\$ -	\$ (67.237.304)
(29.170.804)	(38.066.500)	-	(67.237.304)
\$ 1.769.879.777	\$ 1.112.762.225	\$ (32.123.416)	\$ 2.850.518.586
(553.885.250)	(443.267.395)	-	(997.152.645)
\$ 1.215.994.527	\$ 669.494.830	\$ (32.123.416)	\$ 1.853.365.941

Resultados por segmentos para el periodo

Enero - junio de 2025

Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter-segmentos
Ingresos de actividades ordinarias
Aprovisionamientos y servicios
Depreciación y amortización
Gastos de Personal
Otros ingresos (costos)
Ingresos financieros
Gastos financieros
Diferencias en Cambio
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial
Resultado de otras inversiones
Resultados en venta y disposición de activos
Otros rubros no monetarios:
Pérdidas por deterioro de activos financieros
Utilidad (pérdida) antes de impuestos
Gasto por impuesto de renta
Utilidad (pérdida) neta

Segmentos al 30 de junio de 2025			
Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
\$ 3.678.747.542	\$ 4.414.633.602	\$ (131.293.666)	\$ 7.962.087.478
(367.863.249)	(119.740.227)	487.603.476	-
\$ 3.310.884.293	\$ 4.294.893.375	\$ 356.309.810	\$ 7.962.087.478
(1.314.789.616)	(2.424.047.586)	108.311.130	(3.630.526.072)
(284.205.707)	(281.141.111)	-	(565.346.818)
(135.175.001)	(165.792.482)	-	(300.967.483)
(119.278.221)	(207.679.002)	22.982.537	(303.974.686)
47.469.952	57.186.670	(20.224.451)	84.432.171
(363.244.539)	(433.258.286)	20.224.451	(776.278.374)
12.729.621	(2.579.138)	-	10.150.483
110.132.344	(1.810.957)	(113.883.623)	(5.562.236)
109.307.356	-	(109.307.356)	-
(600.649)	(524.623)	-	(1.125.272)
\$ 11.646.018	\$ (30.477.712)	\$ -	\$ (18.831.694)
11.646.018	(30.477.712)	-	(18.831.694)
\$ 1.384.875.851	\$ 804.769.148	\$ 264.412.498	\$ 2.454.057.497
(496.529.243)	(330.881.145)	-	(827.410.388)
\$ 888.346.608	\$ 473.888.003	\$ 264.412.498	\$ 1.626.647.109

Posición Financiera por segmentos al 30 de junio de 2026

Propiedades, planta y equipo
Activos Intangibles
Cuentas por cobrar
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas
Otros Activos
Total Activos Operativos
Pasivos financieros
Cuentas por pagar
Provisiones
Otros Pasivos
Total Pasivos Operativos

Segmentos al 30 de junio de 2026			
Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
\$ 16.799.304.593	\$ 8.891.518.828	\$ -	\$ 25.690.823.421
751.040.061	266.303.177	-	1.017.343.238
1.865.068.718	1.401.832.221	(1.019.422.558)	2.247.478.381
4.008.273.110	17.452.927	(4.018.820.635)	6.905.402
2.197.442.204	1.262.007.179	-	3.459.449.383
\$ 25.621.128.686	\$ 11.839.114.332	\$ (5.038.243.193)	\$ 32.421.999.825
5.250.038.451	4.115.754.537	-	9.365.792.988
4.259.616.152	2.456.773.918	(1.019.422.558)	5.696.967.512
1.164.969.014	58.557.132	-	1.223.526.146
1.490.933.992	537.809.218	-	2.028.743.210
\$ 12.165.557.609	\$ 7.168.894.805	\$ (1.019.422.558)	\$ 18.315.029.856

Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2025

Propiedades, planta y equipo
Activos Intangibles
Cuentas por cobrar
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas
Otros Activos
Total Activos Operativos
Pasivos financieros
Cuentas por pagar
Provisiones
Otros Pasivos
Total Pasivos Operativos

Segmentos al 31 de diciembre de 2025			
Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
\$ 17.447.302.060	\$ 8.235.387.009	\$ -	\$ 25.682.689.069
846.590.827	288.927.650	-	1.135.518.477
1.800.625.339	1.280.652.917	(993.632.355)	2.087.645.901
4.263.637.643	19.965.812	(4.277.812.260)	5.791.195
1.250.895.711	1.428.197.134	-	2.679.092.845
\$ 25.609.051.580	\$ 11.253.130.522	\$ (5.271.444.615)	\$ 31.590.737.487
5.475.887.068	4.558.888.776	-	10.034.775.844
2.755.000.778	1.194.154.974	(993.632.355)	2.955.523.397
1.160.746.541	67.273.564	-	1.228.020.105
1.095.077.384	754.650.715	-	1.849.728.099
\$ 10.486.711.771	\$ 6.574.968.029	\$ (993.632.355)	\$ 16.068.047.445

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 2026

Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos

Ingresos de actividades ordinarias

Aprovisionamientos y servicios
Depreciación y amortización
Gastos de Personal
Otros ingresos (costos)
Ingresos financieros
Gastos financieros
Diferencias en Cambio
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial
Resultado de otras inversiones
Resultados en venta y disposición de activos
Otros rubros no monetarios:
Pérdidas por deterioro de activos financieros
Utilidad (pérdida) antes de impuestos
Gasto (ingreso) por impuesto de renta
Utilidad (pérdida) neta

Ubicación Geográfica al 30 de junio de 2026					
Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
\$ 7.705.192.082	\$ 33.390.808	\$ 451.845.491	\$ 199.726.690	\$ (136.811.433)	\$ 8.253.343.638
(205.063.923)	-	-	-	205.063.923	-
\$ 7.500.128.159	\$ 33.390.808	\$ 451.845.491	\$ 199.726.690	\$ 68.252.490	\$ 8.253.343.638
(3.454.086.950)	(76.475)	(102.356.183)	(107.782.317)	109.431.334	(3.554.870.591)
(498.813.206)	(13.611.658)	(61.882.848)	(25.757.175)	-	(600.064.887)
(294.375.525)	(4.725.413)	(9.468.683)	(8.461.317)	-	(317.030.938)
(256.419.811)	(12.554.702)	(29.279.003)	(26.369.119)	27.380.099	(297.242.536)
81.466.715	4.311.872	19.734.068	2.930.773	(16.994.944)	91.448.484
(645.696.903)	(9.285.254)	(20.839.581)	(1.916.863)	16.994.944	(660.743.657)
(5.378.078)	11.448.480	58.041	(82.738)	-	6.045.705
103.739.863	-	-	-	(102.625.656)	1.114.207
-	-	134.561.683	-	(134.561.683)	-
(4.185.573)	365	-	(58.327)	-	(4.243.535)
\$ (64.272.827)	\$ (50.025)	\$ (1.029.487)	\$ (1.884.965)	\$ -	\$ (67.237.304)
(64.272.827)	(50.025)	(1.029.487)	(1.884.965)	-	(67.237.304)
\$ 2.462.105.864	\$ 8.847.998	\$ 381.343.498	\$ 30.344.642	\$ (32.123.416)	\$ 2.850.518.586
(897.304.245)	(990.586)	(91.891.734)	(6.966.080)	-	(997.152.645)
\$ 1.564.801.619	\$ 7.857.412	\$ 289.451.764	\$ 23.378.562	\$ (32.123.416)	\$ 1.853.365.941

Resultados por segmentos para el periodo

Enero - junio de 2025

Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos

Ingresos de actividades ordinarias

Aprovisionamientos y servicios
Depreciación y amortización
Gastos de Personal
Otros ingresos (costos)
Ingresos financieros
Gastos financieros
Diferencias en Cambio
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial
Resultado de otras inversiones
Resultados en venta y disposición de activos
Otros rubros no monetarios:
Pérdidas por deterioro de activos financieros
Utilidad (pérdida) antes de impuestos
Gasto (ingreso) por impuesto de renta
Utilidad (pérdida) neta

Ubicación Geográfica al 30 de junio de 2025					
Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
\$ 7.303.523.914	\$ 41.993.402	\$ 496.916.967	\$ 250.946.862	\$ (131.293.667)	\$ 7.962.087.478
(487.603.476)	-	-	-	487.603.476	-
\$ 6.815.920.438	\$ 41.993.402	\$ 496.916.967	\$ 250.946.862	\$ 356.309.809	\$ 7.962.087.478
(3.456.375.170)	(162.269)	(130.437.715)	(151.862.049)	108.311.131	(3.630.526.072)
(460.257.852)	(15.821.007)	(60.714.688)	(28.553.271)	-	(565.346.818)
(274.807.589)	(4.671.376)	(11.207.757)	(10.280.761)	-	(300.967.483)
(264.946.221)	(13.797.678)	(28.443.056)	(19.770.268)	22.982.537	(303.974.686)
72.053.489	7.693.397	21.594.465	3.315.271	(20.224.451)	84.432.171
(750.534.016)	(12.487.599)	(31.486.993)	(1.994.217)	20.224.451	(776.278.374)
17.023.121	(4.065.832)	(2.589.433)	(217.373)	-	10.150.483
108.321.387	-	-	-	(113.883.623)	(5.562.236)
-	-	109.307.352	-	(109.307.352)	-
(1.069.605)	-	-	(55.667)	-	(1.125.272)
\$ (19.217.414)	\$ (143.874)	\$ 590.515	\$ (60.921)	\$ -	\$ (18.831.694)
(19.217.414)	(143.874)	590.515	(60.921)	-	(18.831.694)
\$ 1.786.110.568	\$ (1.462.836)	\$ 363.529.657	\$ 41.467.606	\$ 264.412.502	\$ 2.454.057.497
(729.166.799)	(3.790.988)	(87.028.376)	(7.424.225)	-	(827.410.388)
\$ 1.056.943.769	\$ (5.253.824)	\$ 276.501.281	\$ 34.043.381	\$ 264.412.502	\$ 1.626.647.109

Posición Financiera por segmentos

Propiedades, planta y equipo
Activos Intangibles
Cuentas por cobrar
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas
Otros Activos

Total Activos Operativos

Pasivos financieros
Cuentas por pagar
Provisiones
Otros Pasivos

Total Pasivos Operativos

Ubicación Geográfica al 30 de junio de 2026					
Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
\$ 23.003.248.270	\$ 97.767.016	\$ 1.459.309.514	\$ 1.130.498.621	\$ -	\$ 25.690.823.421
518.232.399	98.469.521	371.081.567	29.559.751	-	1.017.343.238
2.097.854.419	185.510.526	673.766.595	309.769.399	(1.019.422.558)	2.247.478.381
2.799.105.593	590.494.698	636.125.702	44	(4.018.820.635)	6.905.402
2.441.407.158	152.915.500	655.233.969	209.892.756	-	3.459.449.383
\$ 30.859.847.839	\$ 1.125.157.261	\$ 3.795.517.347	\$ 1.679.720.571	\$ (5.038.243.193)	\$ 32.421.999.825
9.308.220.846	2.739.108	24.700.810	30.132.224	-	9.365.792.988
5.232.073.367	403.627.537	867.349.432	213.339.734	(1.019.422.558)	5.696.967.512
1.209.948.912	-	13.577.234	-	-	1.223.526.146
1.790.289.949	25.439.499	207.306.861	5.706.901	-	2.028.743.210
\$ 17.540.533.074	\$ 431.806.144	\$ 1.112.934.337	\$ 249.178.859	\$ (1.019.422.558)	\$ 18.315.029.856

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 31 de diciembre de 2025					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 22.699.867.935	\$ 106.539.870	\$ 1.628.758.627	\$ 1.247.522.637	\$ -	\$ 25.682.689.069
Activos Intangibles	560.907.402	117.863.652	421.642.987	35.104.436	-	1.135.518.477
Cuentas por cobrar	1.918.559.957	212.547.450	625.484.577	324.686.272	(993.632.355)	2.087.645.901
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	2.945.239.013	644.250.860	694.035.915	77.667	(4.277.812.260)	5.791.195
Otros Activos	1.755.940.041	186.701.139	570.138.349	166.313.316	-	2.679.092.845
Total Activos Operativos	\$ 29.880.514.348	\$ 1.267.902.971	\$ 3.940.060.455	\$ 1.773.704.328	\$ (5.271.444.615)	\$ 31.590.737.487
Pasivos financieros	9.971.394.371	3.248.989	28.186.157	31.946.327	-	10.034.775.844
Cuentas por pagar	2.535.462.658	487.840.011	727.150.762	198.702.321	(993.632.355)	2.955.523.397
Provisiones	1.216.184.103	-	11.836.002	-	-	1.228.020.105
Otros Pasivos	1.547.684.685	28.422.075	267.300.056	6.321.283	-	1.849.728.099
Total Pasivos Operativos	\$ 15.270.725.817	\$ 519.511.075	\$ 1.034.472.977	\$ 236.969.931	\$ (993.632.355)	\$ 16.068.047.445

35. Temas relevantes

Cancelación segundo tramo de bonos ordinarios

El 9 de marzo de 2026, quedó en firme la Resolución N°0362 del 19 de febrero de 2026, mediante la cual la Superintendencia Financiera de Colombia aprobó la cancelación de la inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores (RNVE) del Segundo Tramo de Bonos Ordinarios, emitido con cargo al Programa de Emisión y Colocación de Bonos Ordinarios y Papeles Comerciales de Codensa S.A. E.S.P., actualmente Enel Colombia S.A. E.S.P., por un valor total de trescientos setenta y cinco mil millones de pesos (\$375.000.000).

Rescisión compraventa Cobasol S.A.

El 17 de marzo de 2026, el Grupo comunicó formalmente en calidad de comprador, el desistimiento de compra de acciones de la entidad Cobasol S.A., celebrada el 11 de febrero de 2026. Lo anterior según la facultad que tiene el comprador de retirarse, abandonar o desistir del proceso de licitación a su sola y absoluta discreción en cualquier momento previo a la firma del contrato de abastecimiento, constituyendo un supuesto expresamente acordado por las partes para la rescisión del contrato.

Renovación del Programa de Emisión y Colocación de Bonos Ordinarios y Papeles Comerciales

El 24 de junio de 2026, la Junta Directiva del Grupo aprobó la renovación del Programa de Emisión y Colocación de Bonos Ordinarios y Papeles Comerciales de Enel Colombia S.A. E.S.P., y autorizó la modificación al reglamento y Prospecto del Programa, para incorporar la posibilidad de emitir Bonos con plazos inferiores a un (1) año y los ajustes concordantes en materia de identificación de series y subseries, amortización de capital, prepago y recompra o readquisición de valores.

36. Eventos Subsecuentes

Desembolso crédito Intercompany a Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.

El 06 de julio de 2026 Enel Colombia S.A. E.S.P. desembolsó \$2.250.000 a Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. bajo las condiciones del Contrato Intercompany de fecha 18 de junio de 2026 con tasa de 13,128% E.A. y vencimiento el 06 de julio de 2027.

Dividendos pagados Enel Fortuna S.A. y decreto y pago de Enel Panamá CAM, S.R.L.,

El 08 de julio de 2026, Enel Fortuna S.A. pagó dividendos por USD 74 millones, de los cuales correspondían a Enel Panama CAM, S.R.L., USD 33 millones; quien a su vez el 17 de julio de 2026, decretó el reparto de ese

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

mismo monto, de los cuales su mayoría corresponden a Enel Colombia S.A. E.S.P.; el pago fue realizado el 23 de julio del 2026.

Dividendos decretados y pagados de Renovables de Guatemala, S.A.

Según acta No.02-2026 del 14 de julio de 2026 quedó aprobado el pago de dividendos por USD 14 millones correspondientes al periodo 2022 de la entidad Renovables de Guatemala, S.A. El desembolso a los accionistas Enel Colombia S.A. E.S.P. y Enel Guatemala, S.A., se realizó el 24 de julio 2026.

Devolución saldos a favor de Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.

El 17 de julio de 2026, la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales DIAN reconoció a favor de la sociedad Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. \$9.222.147, por concepto de saldo a favor liquidado en la declaración de corrección del Impuesto de Renta y Complementario del año gravable 2025, lo cual retornarán mediante Títulos de Devolución de Impuestos (TIDIS).

Ejecución de garantía Bancaria ISA

El 22 de julio de 2026, según lo planteado en el Otrosí No. 1 al Contrato de Conexión No.4010301 se ejecutó la garantía bancaria de ISA, dado el incumplimiento del contrato de conexión para el proyecto Atlántico por valor de \$1.910.000.

Desembolso crédito a Enel Colombia S.A. E.S.P.

El 23 de julio de 2026 la Compañía recibió el desembolso de un crédito suscrito con Bancolombia, bajo la línea Agrosostenible por un monto de \$251.615.000, con un plazo de diez (10) años, periodo de gracia de dos (2) años, con pago de intereses trimestrales y amortización anual. Los recursos provenientes de esta operación serán destinados a la financiación de inversiones en zonas rurales en el área de influencia de la Compañía.

Pago de dividendos Enel Colombia S.A. E.S.P.

El 27 de julio de 2026 de acuerdo con la aprobación emitida por la Asamblea General de Accionistas, se realizó el primer giro de dividendos correspondiente a la distribución de utilidades del ejercicio 2025, con pago a Enel Americas S.A. por \$554.196.659, pago a Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. por \$410.879.627 y pago a accionistas minoritarios por \$1.658.093.

Cambio en la Gerencia General

El 30 de julio de 2026, la Junta Directiva del Grupo aceptó la renuncia del señor Francesco Bertoli al cargo de Gerente General de Enel Colombia S.A. E.S.P., con efectos a partir del 19 de agosto de 2026. Asimismo, la Junta Directiva aprobó la designación del señor Bruno Riga como nuevo Gerente General del Grupo, cargo que asumirá a partir del 20 de agosto de 2026.

Esquema de uso eficiente de energía - Resolución CREG

En el marco de las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional frente a la variabilidad climática y el Fenómeno del Niño, la CREG expidió la Resolución CREG 101 120 de 2026, mediante la cual se establece un esquema diferencial de cobros para usuarios con consumos superiores a su meta individual, así como la posterior distribución de estos recursos entre los usuarios que acrediten ahorro. Este programa entrará en vigencia el 15 de agosto de 2026 con una duración inicial de seis (6) meses, sujeto a prórroga o finalización anticipada por parte del regulador.

Investigación administrativa ante la Superintendencia de Industria y Comercio

El 3 de agosto de 2026, el Grupo fue notificado de la Resolución No. 56850 del 24 de julio de 2026, mediante la cual la Superintendencia de Industria y Comercio ordenó la apertura de una investigación administrativa y formuló pliego de cargos contra Enel Colombia S.A. E.S.P. en relación con determinadas ofertas presentadas en la Bolsa de Energía para las centrales hidroeléctricas Betania, El Quimbo y Guavio durante el período comprendido entre 2022 y 2025. La actuación administrativa se encuentra en una etapa inicial y no constituye una decisión definitiva sobre la existencia de infracciones o responsabilidades por parte del Grupo.

El Grupo se encuentra analizando el contenido de la actuación y ejercerá oportunamente todos los derechos y mecanismos de defensa previstos en la normativa aplicable, aportando los elementos técnicos, regulatorios y jurídicos que considere pertinentes dentro del proceso.



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 2026 de Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (el Grupo), que incorpora la información financiera intermedia consolidada, la cual comprende:

- el estado consolidado de situación financiera al 30 de junio de 2026;
- el estado consolidado de resultados y el estado consolidado del otro resultado integral por los períodos de tres y seis meses que terminaron el 30 de junio de 2026;
- el estado consolidado de cambios en el patrimonio por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2026;
- el estado consolidado de flujos de efectivo por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2026; 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

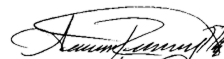
He realizado mi revisión de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410 “Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad”, incluida en las Normas de Aseguramiento de la Información aceptadas en Colombia. Una revisión de información 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. y Filiales al 30 de junio de 2026, 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 2026