ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS CONDENSADOS SEPARADOS

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

Al 30 de septiembre y por los periodos de tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2026.
(Con cifras comparativas al 31 de diciembre de 2025 y por los periodos de tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2025)

(Con el Informe del Revisor Fiscal)

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

	Nota	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
ACTIVO			
Activo corriente:			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	$ 1.676.564.328	$ 785.557.794
Otros activos financieros	5	118.456.440	110.990.980
Otros activos no financieros	6	134.445.373	105.515.431
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	2.215.395.905	1.695.832.186
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	21.027.803	25.930.895
Inventarios, neto	9	452.003.564	397.067.844
Activos mantenidos para la venta	10	11.661.220	10.046.244
Total activo corriente		**4.629.554.633**	**3.130.941.374**
Activo no corriente:			
Otros activos financieros	5	446.764	45.575
Otros activos no financieros	6	177.159.210	228.677.378
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	76.846.825	183.597.004
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	-	2.100.000
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	11	2.674.121.243	3.046.896.399
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	12	512.733.593	556.986.911
Propiedades, planta y equipo, neto	13	23.243.440.134	22.698.169.298
Total activo no corriente		**26.684.747.769**	**26.716.472.565**
Total activo		**$ 31.314.302.402**	**$ 29.847.413.939**
Pasivo y patrimonio			
Pasivo corriente:			
Otros pasivos financieros	14	1.024.191.712	1.442.808.919
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	15	2.148.466.870	2.167.552.598
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	1.898.823.833	98.496.192
Otras provisiones	16	243.484.192	342.434.551
Pasivos por impuestos	17	560.837.598	122.394.389
Otros pasivos no financieros	18	316.578.999	360.304.148
Provisiones por beneficios a los empleados	19	150.065.000	154.169.288
Total pasivo corriente		**6.342.448.204**	**4.688.160.085**
Pasivo no corriente:			
Otros pasivos financieros	14	8.218.364.582	8.528.482.550
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	15	298.271.335	251.755.096
Otras provisiones	16	917.071.320	873.749.553
Provisiones por beneficios a los empleados	19	298.524.051	294.109.823
Pasivo por impuestos diferidos	20	737.265.577	615.157.306
Total pasivo no corriente		**10.469.496.865**	**10.563.254.328**
Total pasivo		**$ 16.811.945.069**	**$ 15.251.414.413**

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado Condensado Separado de Situación Financiera, Intermedio
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2025)
(En miles de pesos colombianos)

	Nota	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Patrimonio			
Capital emitido	21	$ 655.222.313	$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Primas por fusión		5.448.823.679	5.448.823.679
Otras reservas		1.713.187.364	1.747.392.308
Costos de capital		(6.508.367)	(6.508.367)
Otro resultado integral (ORI)		(459.424.356)	(100.852.291)
Utilidad del periodo		3.026.141.433	3.030.007.352
Utilidades retenidas		1.266.383.424	963.382.689
Pérdidas retenidas		(258.367.060)	(258.367.060)
Utilidad por efecto de conversión a NIIF		3.267.493.838	3.267.493.838
Efecto patrimonial combinación de negocios		(263.850.751)	(263.850.751)
Ganancias acumuladas		7.037.800.884	6.738.666.068
Total patrimonio		**14.502.357.333**	**14.595.999.526**
Total pasivo y patrimonio		**$ 31.314.302.402**	**$ 29.847.413.939**

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

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

Signed by BRUNO RIGA

Bruno Riga
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 12 de noviembre de 2026)

Approved by Fanny Azucena Martinez Saba

Approved by Carlos Eduardo Puentes Suavita

Approved by Sandra Milena Primiciero Jamaica

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado Condensado Separado de Resultados, Intermedio y por Naturaleza
Por los periodos de tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2026
(Con cifras comparativas por los periodos de tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2025)
(En miles de pesos colombianos, excepto la ganancia por acción)

	Nota	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de		Periodo de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de	
		2026	2025	2026	2025
Ingresos de actividades ordinarias	22	$ 12.562.003.624	$ 10.900.652.809	$ 4.923.418.646	$ 3.668.590.171
Otros ingresos de operación	22	84.419.554	130.701.235	22.801.897	32.036.131
Total ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de operación		**12.646.423.178**	**11.031.354.044**	**4.946.220.543**	**3.700.626.302**
Aprovisionamientos y servicios	23	(5.483.338.145)	(5.044.198.453)	(2.096.871.225)	(1.649.519.389)
Margen de contribución		**7.163.085.033**	**5.987.155.591**	**2.849.349.318**	**2.051.106.913**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	12 y 13	154.753.869	138.528.102	54.311.150	51.167.966
Gastos de personal		(442.365.778)	(407.984.062)	(149.910.915)	(135.063.096)
Otros gastos fijos, por naturaleza	24	(624.166.893)	(661.759.534)	(206.738.872)	(212.252.282)
Resultado bruto de operación		**6.251.306.231**	**5.055.940.097**	**2.547.010.681**	**1.754.959.501**
Depreciaciones y amortizaciones		(756.193.208)	(696.826.892)	(257.848.891)	(236.925.885)
Pérdidas por deterioro	7	(141.895.001)	(40.222.193)	(77.781.963)	(21.064.066)
Resultado de operación		**5.353.218.022**	**4.318.891.012**	**2.211.379.827**	**1.496.969.550**
Ingresos financieros		125.857.986	104.904.848	44.641.057	33.088.969
Gastos financieros	25	(999.242.269)	(1.063.628.784)	(354.165.935)	(313.532.473)
Diferencia en cambio, neto		(16.757.929)	14.672.999	(11.435.073)	(2.379.544)
Resultado financiero, neto		**(890.142.212)**	**(944.050.937)**	**(320.959.951)**	**(282.823.048)**
Resultado de otras inversiones					
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación		130.325.311	190.196.417	26.585.448	81.875.030
Resultados en venta y disposición de activos, neto	26	(10.267.695)	(1.351.187)	(6.087.942)	(277.544)
Resultados antes de impuestos		**4.583.133.426**	**3.563.685.305**	**1.910.917.382**	**1.295.743.988**
Gasto por impuestos a las ganancias		(1.556.991.993)	(1.126.214.940)	(658.283.423)	(399.161.186)
Utilidad del periodo		**$ 3.026.141.433**	**$ 2.437.470.365**	**$ 1.252.633.959**	**$ 896.582.802**
Ganancia por acción básica y diluida		**20.321**	**16.368**	**8.412**	**6.021**
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 separados.

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

Signed by BRUNO RIGA

Bruno Riga
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 12 de noviembre de 2026)

Approved by Fanny Azucena Martinez Saba

Approved by Carlos Eduardo Puentes Suavita

Approved by Sandra Milena Primiciero Jamaica

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado Condensado Separado del Otro Resultado Integral, Intermedio
Por los periodos de tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2026
(Con cifras comparativas por los periodos de tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2025)
(En miles de pesos colombianos)

	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de		Periodo de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de	
	2026	2025	2026	2025
Resultado del ejercicio	**$ 3.026.141.433**	**$ 2.437.470.365**	**$ 1.252.633.959**	**$ 896.582.802**
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	(23.158)	(106.012)	(9.657)	(10.994)
(Pérdidas) ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(8.594.754)	14.824.921	26.896.244	(39.190.185)
Conversión método de participación	(346.680.782)	(404.050.834)	(88.249.624)	(136.267.297)
Otro resultado del periodo, antes de impuestos	**(355.298.694)**	**(389.331.925)**	**(61.363.037)**	**(175.468.476)**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:				
(Pérdidas) ganancias por coberturas de flujos de efectivo	(6.817.044)	(124.235.750)	1.089.990	(37.987.579)
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	**(6.817.044)**	**(124.235.750)**	**1.089.990**	**(37.987.579)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo				
(Pérdidas) ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	(145.583)	-	210.646
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	**-**	**(145.583)**	**-**	**210.646**
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	3.543.673	41.902.501	828.730	11.632.004
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo	**3.543.673**	**41.902.501**	**828.730**	**11.632.004**
Total otro resultado integral	**(358.572.065)**	**(471.810.757)**	**(59.444.317)**	**(201.613.405)**
Resultado integral total	**$ 2.667.569.368**	**$ 1.965.659.608**	**$ 1.193.189.642**	**$ 694.969.397**

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

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

Signed by BRUNO RIGA

Bruno Riga
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 12 de noviembre de 2026)

Approved by Fanny Azucena Martinez Saba

Approved by Carlos Eduardo Puentes Suavita

Approved by Sandra Milena Primiciero Jamaica

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado Condensado Separado de Cambios en el Patrimonio, intermedio
Por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2026
(Con cifras comparativas por el periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2025)
(En miles de pesos colombianos)

					Reservas					Otro resultado Integral					
	Capital emitido	Costos de capital	Prima de emisión	Prima por fusión	Reserva legal	Reserva estatutaria	Reserva ocasional	Otras reservas	Total reservas	Ganancias y pérdidas nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura de flujo de efectivo	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Método de participación subsidiarias	Total otro resultado Integral	Ganancias acumuladas	Total patrimonio
Patrimonio inicial al 01-01-2025	**$ 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**	**$ 5.735.401.267**	**$ 14.204.977.995**
Cambios en el patrimonio															
Resultado integral															
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.437.470.365	**2.437.470.365**
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(82.439.261)	14.679.338	(404.050.834)	(471.810.757)	-	**(471.810.757)**
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(82.439.261)**	**14.679.338**	**(404.050.834)**	**(471.810.757)**	**2.437.470.365**	**1.965.659.608**
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(35.805.639)	-	(35.805.639)	-	-	-	-	(2.026.742.551)	**(2.062.548.190)**
Total disminución en el patrimonio	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(35.805.639)**	**-**	**(35.805.639)**	**(82.439.261)**	**14.679.338**	**(404.050.834)**	**(471.810.757)**	**410.727.814**	**(96.888.582)**
Patrimonio final al 30-09-2025	**$ 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**	**$ (21.971.369)**	**$ (82.463.370)**	**$ 108.209.322**	**$ 3.774.583**	**$ 6.146.129.081**	**$ 14.108.089.413**
Patrimonio inicial al 01-01-2026	**$ 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)**	**$ 6.738.666.068**	**$ 14.595.999.526**
Cambios en el patrimonio															
Resultado integral															
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.026.141.433	**3.026.141.433**
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.296.529)	(8.594.754)	(346.680.782)	(358.572.065)	-	**(358.572.065)**
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(3.296.529)**	**(8.594.754)**	**(346.680.782)**	**(358.572.065)**	**3.026.141.433**	**2.667.569.368**
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(34.204.944)	-	(34.204.944)	-	-	-	-	(2.727.006.617)	**(2.761.211.561)**
Total disminución en el patrimonio	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(34.204.944)**	**-**	**(34.204.944)**	**(3.296.529)**	**(8.594.754)**	**(346.680.782)**	**(358.572.065)**	**299.134.816**	**(93.642.193)**
Patrimonio final al 30-09-2026	**$ 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**	**$ (21.232.035)**	**$ (82.979.697)**	**$ (355.212.624)**	**$ (459.424.356)**	**$ 7.037.800.884**	**$ 14.502.357.333**

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

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

Signed by BRUNO RIGA

Bruno Riga
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 12 de noviembre de 2026)

Approved by Fanny Azucena Martinez Saba

Approved by Carlos Eduardo Puentes Suavita

Approved by Sandra Milena Primiciero Jamaica

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado Condensado Separado de Flujos de Efectivo, Intermedio Método Directo
Por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2026
(Con cifras comparativas por el periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2025)
(En miles de pesos colombianos)

	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2026	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre 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	$ 11.790.361.708	$ 9.852.379.251
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	159.054.277	168.642.134
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	22.894.270	14.810.532
Otros cobros por actividades de operación	2.111.686.515	1.998.866.962
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(5.570.442.690)	(4.604.063.257)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(319.623.206)	(323.213.100)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(99.433.231)	(115.082.832)
Otros pagos por actividades de operación	(1.822.181.814)	(1.523.803.642)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	**6.272.315.829**	**5.468.536.048**
Impuestos a las ganancias pagados	(910.997.802)	(655.819.650)
Otras salidas de efectivo	(152.335.711)	(149.759.286)
Flujos de efectivo netos actividades de la operación	**5.208.982.316**	**4.662.957.112**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otro negocio	-	23.899.720
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos	(75.603)	-
Préstamos a entidades relacionadas	(9.250.000)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	-	59.615.550
Compras de propiedades, planta y equipo e intangibles	(1.923.815.851)	(2.301.917.521)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	(14.815.572)	(71.710.626)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	924.386	13.671.630
Cobros a entidades relacionadas	4.500.000	58.019
Dividendos recibidos	149.183.083	39.596.281
Intereses recibidos actividades inversión	64.834.353	42.075.165
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	**(1.728.515.204)**	**(2.194.711.782)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación:		
Importes procedentes de préstamos	281.615.000	760.644.000
Reembolsos de préstamos	(1.077.156.464)	(1.687.003.172)
Dividendos pagados accionistas	(968.853.907)	(888.516.221)
Intereses pagados financiación	(774.425.174)	(691.613.828)
Intereses pagados por arrendamientos (NIIF16)	(24.250.637)	(20.754.661)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF16)	(39.044.766)	(34.606.183)
Otras entradas de efectivo financiación	12.655.370	22.060.540
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	**(2.589.460.578)**	**(2.539.789.525)**
Cambio neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**891.006.534**	**(71.544.195)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	785.557.794	897.063.334
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	**$ 1.676.564.328**	**$ 825.519.139**

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

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

Signed by BRUNO RIGA
Bruno Riga
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 12 de noviembre de 2026)

Approved by Fanny Azucena Martinez Saba

Approved by Carlos Eduardo Puentes Suavita

Approved by Sandra Milena Primiciero Jamaica

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 separada que se adjunta, al 30 de septiembre de 2026 de Enel Colombia S.A. E.S.P. (la Compañía), la cual comprende:

- el estado condensado separado de situación financiera al 30 de septiembre de 2026;
- los estados condensados separados de resultados y los estados condensados separados del otro resultado integral por los períodos de tres y nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2026;
- el estado condensado separado de cambios en el patrimonio por el período de nueve meses que terminó el 30 de septiembre de 2026;
- el estado condensado separado de flujos de efectivo por el período de nueve meses que terminó el 30 de septiembre 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 separada de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia. Mi responsabilidad consiste en expresar una conclusión sobre esta información financiera intermedia condensada separada, basada en mi revisión.

Alcance de la revisión

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

© 2026 KPMG S.A.S. es una sociedad colombiana por acciones simplificada y firma miembro de la organización global KPMG de firmas independientes, adscritas a KPMG International Limited, una compañía privada inglesa, limitada por garantía. Todos los derechos reservados.

Conclusión

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

12 de noviembre de 2026

Índice

1. Información general 9
2. Bases de presentación 21
3. Políticas contables 24
4. Efectivo y equivalentes al efectivo 24
5. Otros activos financieros 25
6. Otros activos no financieros 28
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto 29
8. Saldos y transacciones con partes relacionadas 32
9. Inventarios, neto 38
10. Activos mantenidos para la venta 39
11. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas 40
12. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto 45
13. Propiedades, planta y equipo, neto 47
14. Otros pasivos financieros 51
15. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar 55
16. Provisiones 56
17. Pasivos por impuestos 64
18. Otros pasivos no financieros 66
19. Provisiones por beneficios a los empleados 66
20. Impuestos diferidos, neto 69
21. Patrimonio 71
22. Ingreso de actividades ordinarias y otros ingresos de operación 73
23. Aprovisionamientos y servicios 76
24. Otros gastos fijos, por naturaleza 77
25. Gasto financiero 78
26. Resultado en venta de activos, neto 80
27. Sanciones 80
28. Contingencias 87
29. Mercado de derivados energéticos 98
30. Información sobre valores razonables 99
31. Categorías de activos y pasivos financieros 101
32. Segmentos de operación 101
33. Temas Relevantes 103
34. Eventos Subsecuentes 105

1. Información general

1.1 Ente económico

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

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 N. 01730333, con aporte de los activos de generación de la Compañía Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (antes Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.) con el 51,51% de las acciones (ordinarias y preferenciales sin derecho a voto) y los aportes en efectivo de los demás inversionistas con el 48,49% de las acciones (ordinarias).

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; asimismo, 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 septiembre 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%**

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

La situación de Grupo Empresarial inscrita en el registro mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá, fue actualizada mediante documento privado del 17 de octubre de 2024, inscrito el 21 de abril de 2025 bajo el No. 03233099 del libro IX, en el sentido de indicar que la sociedad extranjera Enel S.p.A. (Matriz, y en adelante, Enel) ejerce control indirecto sobre la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. a través de la sociedad extranjera Enel Américas S.A., la cual es a su vez controlada directamente por la sociedad extranjera Enel.

Asimismo, Enel ejerce control indirecto a través de la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. 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., EGP 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).

Objeto social – La Compañía tiene por objeto la generación, distribución, comercialización y el almacenamiento de energía eléctrica en los términos de la Ley 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicionen y modifiquen o deroguen, y todo tipo de actividades relacionadas de forma directa, indirecta, complementaria o auxiliar con las mismas, así como ejecutar todas las actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general. Adicionalmente, la sociedad como parte de su objeto social podrá: Adquirir, construir, operar, mantener y explotar comercialmente plantas de generación eléctrica de cualquier tecnología tales como, pero sin limitarse a, hidráulica, térmica, fotovoltaica y eólica, realizar obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica, ejecutar todas las actividades relacionadas con la exploración, desarrollo, investigación, explotación, comercialización, almacenamiento, mercadeo, transporte pétreo; así como, el manejo administrativo, operacional y técnico relacionado con la producción de minerales y la

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

La Compañía cuenta con 12 centrales de generación hidráulica, 1 térmica y 6 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

Central	Tecnología	Capacidad Declarada (MW)*
Charquito	Hidráulica	19
Limonar	Hidráulica	18
Laguneta	Hidráulica	18
Menor Guavio	Hidráulica	10
Termozipa	Térmica	226
Guayepo I&II	Solar	370
Guayepo III	Solar	200
Atlántico	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: la planta solar Atlántico comenzó operación comercial el 02 de septiembre de 2026.

1.2 Comercialización de Gas

Las ventas de gas realizadas entre enero y septiembre de 2026 fueron de 30,28 Mm3, manteniendo la presencia en 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 la Compañía se mantiene activa en todos los procesos de compra y venta del mercado secundario a través de negociaciones de suministro y transporte intradiarias.

1.3 Contratos de colaboración empresarial

La Compañía y Scotiabank Colpatria S.A. celebraron un acuerdo de colaboración empresarial Open Book con el objeto de proveer productos y servicios financieros a los usuarios del servicio público de energía en las categorías residenciales y comerciales, el cual está vigente desde el 1 de noviembre de 2019 y su fecha de terminación 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 estableció 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 la 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 realizó 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 realizó 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 desde 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.

En diciembre de 2024, Enel Colombia S.A. E.S.P. y Scotiabank Colpatria S.A. decidieron no presentar la solicitud de permiso de funcionamiento de Crédito Fácil Codensa S.A. compañía de financiamiento ante la Superintendencia Financiera de Colombia, debido a cambios relevantes del contexto internacional y local que incidieron 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. Asimismo, 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 finalizó 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. confirmó el cierre exitoso de sus operaciones en Colombia, Costa Rica y Panamá, integrándose a Davivienda Group S.A. y fortaleciendo su plataforma multilatina. En Colombia y Costa Rica, estos bancos operan bajo la marca DAVIbank S.A.

En agosto de 2026, Enel Colombia S.A. E.S.P. y DAVIbank S.A. iniciaron la ejecución de un contrato de corresponsalía bancaria, mediante el cual la Compañía habilita la infraestructura y los canales acordados entre las partes para la prestación de servicios de recaudo. Las operaciones realizadas bajo este esquema son ejecutadas por cuenta y bajo la responsabilidad de DAVIbank S.A., de conformidad con la regulación aplicable y con los procedimientos operativos, tecnológicos, de seguridad y de control establecidos entre las partes. Enel Colombia S.A. E.S.P. no adquiere la calidad de entidad financiera.

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 Compañía en temas regulatorios del sector y ambientales ante gremios e instituciones colombianas, tanto a nivel nacional como local.

Desde la Gerencia se gestionan institucional y regulatoriamente diferentes iniciativas que aportan al cumplimiento de los objetivos de la Compañía y al propio desarrollo y evolución de los mercados, estas, son soportadas y presentadas a las entidades respectivas ya sea directamente o a través de gremios y/o asociaciones a los que la Compañía se encuentra afiliada, 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 puedan 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 y 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 con base en 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 a 220 kV constituyen el Sistema de Transmisión Nacional (STN). Deben dar acceso a terceros en igualdad de condiciones y reciben un ingreso regulado por sus servicios. Los ingresos de transmisión incluyen un cargo de conexión que cubre el costo de instalación y un cargo por uso.

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

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

A continuación, lineamientos asociados al marco legal y regulatorio de 2026:

En el mes de enero se publicó el Decreto Legislativo 0044 de 2026, 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 de 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 la 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.

Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía emitió la Resolución MME 40064 2026, Ordena suspensión de Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) con Ecuador. Esta medida preventiva para salvaguardar la seguridad energética nacional ante alerta creciente de riesgo de Fenómeno de El Niño y el incremento de generación térmica.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó la Resolución CREG 101 097 de 2026, 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 de 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 emitió el Decreto Presidencial 150 de 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 de 2026, 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 1.745,36 MW, entre los cuales queda oficializada la finalización del seguimiento del Proyecto PV Sahagún de 400 MW.

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. 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 de 2026, 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 el 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, 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.

Adicionalmente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó la Circular CREG 250 de 2026, mediante la cual se convocó a una mesa técnica para socializar las alternativas regulatorias propuestas para la actualización de la metodología de remuneración de la distribución de energía eléctrica en el SIN.

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.

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. 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 de 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 publicó la Resolución MME 40178 de 2026, 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.

En marzo, la Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó la Circular CREG 254 de 2026. La CREG da continuidad a los criterios establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018 para definir las metas de calidad del año 2026 en adelante hasta que se defina una nueva metodología de distribución.

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 al 2029 presentado por la Compañía, 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.

En el mes de abril el Ministerio de Minas y Energía emite el Decreto MME 0393 de 2026 donde se define la política para habilitar la incorporación, operación y remuneración de los 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.

La CREG debe establecer mecanismo de remuneración SAE en 12 meses. Los 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 de 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 publicó la Resolución CREG 101 107 de 2026 con la ampliación del cronograma de la subasta de Cargo por Confiabilidad 2029 al 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 Resolución UPME 400 de 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 publicó 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 publicó 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 publicó 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 publicó 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 a condiciones de hidrología que reduzcan significativamente la disponibilidad de recursos de generación.

En el mismo mes de junio la Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó 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.

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 publicó 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.

Durante julio de 2026 el MME expidió la Resolución MME 403333 de 2026, que tiene por objeto establecer los lineamientos reglamentarios y técnicos para procurar el suministro de energía eléctrica a los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de manera técnicamente segura, confiable y resiliente, garantizando que la infraestructura pueda anticipar, soportar y recuperarse ante eventos críticos de alto impacto.

En julio, la CREG publicó la Circular 310 y Circular 311 de 2026, mediante la cual activa las medidas previstas en la Resolución CREG 101 114 de 2026, como respuesta al deterioro de las condiciones energéticas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociado a la consolidación del fenómeno de El Niño.

En julio, El MME mediante la Circular 40035 de 2026, reactivó las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) y exportaciones de energía con Ecuador, a partir de la operación del 5 de agosto de 2026. En el mismo mes de julio, la CREG emitió la Resolución CREG 101 117 de 2026 mediante la cual establece un nuevo régimen aplicable a las convocatorias públicas de compra y de venta de energía eléctrica y convierte el Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP) en una plataforma

anónima y transaccional del Mercado de Energía Mayorista (MEM). La entrada en operación del nuevo SICEP está condicionada al cumplimiento de plazos del CAC, CREG y ASIC, no obstante, se espera el primer cronograma anual para 2027.

En julio, la CREG expidió la Resolución 101 118 de 2026, la cual oficializa la medida para optimizar el uso del parque térmico frente al fenómeno de El Niño y la Resolución 101 119 de 2026, mediante la cual establece nuevas reglas transitorias para las desviaciones de las plantas solares, eólicas y filo de agua despachadas centralmente.

En el mismo mes de julio, la CREG emite la Resolución CREG 101 120 de 2026, publicó la versión definitiva del programa “incentivos al uso eficiente de energía eléctrica para contribuir a la reducción de la demanda regulada”. Versiones anteriores de este programa fueron “Apagar Paga”, activadas en 2016 (seis semanas) y en 2024 (una semana). Este nuevo programa inició el 1 de septiembre de 2026 con una duración de 6 meses, que puede prorrogarse o finalizarse anticipadamente mediante circular CREG. El programa se autofinancia con las penalidades que se recaudan de los usuarios que consumen por encima de su meta de ahorro (la mediana de sus consumos promedio diarios de los últimos 12 meses); las penalidades dependen del tipo de usuario así: 1,3 veces su tarifa aplicada para usuarios residenciales estrato 1 al 3, 1,5 veces su tarifa aplicada para usuarios residenciales estrato 4 al 6, y 1,7 veces su tarifa aplicada para usuarios comerciales e industriales.

Además, la CREG publicó la Resolución CREG 101 121 de 2026, bajo la cual se reglamenta la figura del Prestador de Última Instancia (PUI), con el objetivo de garantizar la continuidad del servicio cuando un comercializador no pueda continuar atendiendo a sus usuarios. La regulación establece que, transitoriamente, el Comercializador Integrado con el Operador de Red (CIOR) asumirá esta función, mientras se desarrolla un mecanismo competitivo para la selección del PUI y se define su esquema de remuneración de largo plazo.

En agosto, la UPME expidió la Resolución 563 de 2026, que define los requisitos y tarifas para obtener los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 en proyectos de FNCER, GEE e Hidrógeno. Esta normativa unifica procesos administrativos y promueve la transformación digital para agilizar la evaluación y expedición de los certificados técnicos de la entidad.

En agosto, la CREG ha expedido la Circular 324 de 2026, la cual establece los requisitos y plazos para el reporte de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) desglosados por actividad para la vigencia 2025.

En agosto, la CREG publicó la Resolución CREG 101 125 de 2026, por medio de la cual se dictan disposiciones transitorias para las compras de energía con destino al mercado regulado y su correspondiente traslado en el componente de compras de energía (G) del costo unitario de prestación del servicio (CU). Esta Resolución habilita la Contratación directa mediante modalidades Pague Lo Contratado (PLC), Pague Lo Demandado (PLD) y Pague Lo Contratado por Excedentes del Vendedor (PLCEV), el traslado tarifario con techo: 1,5 × MC en la primera mitad y MC en la segunda mitad, y el Registro hasta el 24 de septiembre. Esta Resolución comprende el periodo que inicia el 1 de marzo de 2027 y termina el 31 de diciembre de 2027.

Adicionalmente, la CREG publicó la Resolución 101 127 de 2026, mediante la cual adopta medidas transitorias adicionales para asegurar el abastecimiento de energía ante El Niño 2026 y 2027.

En septiembre, la CREG publicó la Circular 340 de 2026, mediante la cual definió los parámetros para que el CND calcule las curvas ISO GT previstas en la Resolución CREG 101 127 de 2026.

En septiembre, la CREG publicó la Resolución CREG 101 128 de 2026, mediante la cual se adoptan medidas transitorias para atender las afectaciones derivadas del sismo. Incluye medidas de flexibilización para reportes de fronteras en falla, la flexibilización temporal para normalización de sistemas de medida

afectados y medidas relacionadas con las solicitudes de ajuste de planes de inversión de los Operadores de la Red (OR) del SIN, asociadas a la situación de desastre nacional.

En septiembre, la CREG publicó la Circular 343 de 2026, mediante la cual activó el mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad y declaró el inicio del periodo de riesgo de desabastecimiento previsto en la Resolución CREG 101 127 de 2026.

Además, en el mismo mes, la CREG publicó la Resolución 501 232 de 2026, que establece las metas de calidad media aplicables a la Compañía para los años octavo y noveno del actual periodo tarifario (mantiene la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018).

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.

Asimismo, 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 Gases de Efecto Invernadero (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 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), expidió la Resolución 0083 de febrero de 2026, mediante la cual estableció 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.

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 agroproductiva 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.

Asimismo, mediante el Decreto 0514 de mayo de 2026, el Ministerio del Interior redefinió la Línea Negra, estableciendo el territorio sagrado ancestral de los cuatro pueblos indígenas de la Sierra Nevada de Santa Marta, ampliando sus límites respecto al Decreto 1500 de 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, pasando de una declaración temporal previa. 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 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. Asimismo, 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 de 2026 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 de 2026 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.

En julio, el MME publicó las circulares 40026 y 40028 de 2026, las cuales dan alcance a los lineamientos de la Resolución MME 40267 de 2026 para el periodo de mantenimiento de la planta SPEC del 30 de julio al 3 de agosto de 2026.

En julio, el MME expidió la Resolución 01375 de 2026, la cual actualiza la Declaración de Producción de Gas Natural (2026 al 2035) para reflejar nuevos potenciales y ajustes operativos.

En septiembre, el MME expidió la Circular 40048 de 2026 mediante la cual se definieron las cantidades requeridas de gas natural y las fuentes de suministro a las que se debe aplicar el racionamiento programado de conformidad con la Resolución MME 40524 de 2026.

Además, MME expidió la Resolución 40538 de septiembre de 2026, que declara el racionamiento programado de Gas Natural a partir de las 00:00 horas del 24 de septiembre de 2026, con el fin de proteger la prestación del servicio público esencial, y la Resolución 40538 del 29 de septiembre de 2026, mediante la cual se declara el cese del Racionamiento Programado de Gas Natural en todo el territorio nacional.

2. Bases de presentación

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

Los estados financieros intermedios condensados separados incluyen información comparativa correspondiente al 31 de diciembre de 2025 para el estado condensado separado de situación financiera, intermedio, y por los periodos de tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2025 para el estado condensado separado de resultados, intermedio y por naturaleza, el estado condensado separado del otro resultado integral, intermedio, el estado condensado separado de cambios en el patrimonio, intermedio y el estado condensado separado de flujos 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 separada al y por los periodos de tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre 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 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.

La Compañía aplica a los presentes estados financieros intermedios separados condensados las siguientes excepciones:

- **Título 4 Regímenes especiales del Capítulo 1 del Decreto 2420 de 2015, según modificaciones incluidas en el artículo 3 del Decreto 2131 de 2016:**

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

- **Decreto 2496 de diciembre de 2015 en el numeral 2 del artículo 11:**

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

Los estados financieros intermedios condensados separados no incluyen toda la información ni todas las revelaciones que se requieren para los estados financieros anuales. Sin embargo, se incluyen notas explicativas sobre eventos y transacciones que son significativas para un entendimiento de los cambios en la posición financiera y resultados obtenidos por la Compañía desde la presentación de su estado financiero anual. Por lo tanto, estos estados financieros intermedios condensados separados deben ser leídos conjuntamente con los estados financieros separados al 31 de diciembre de 2025.

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

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

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

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

Estos estados financieros intermedios condensados separados fueron preparados para cumplir con las disposiciones legales a que está sujeta la Compañía como entidad legal independiente; algunos principios contables pueden diferir con relación a los aplicados en los estados financieros intermedios condensados consolidados, y adicionalmente no incluyen los ajustes ni eliminaciones necesarios para la presentación de la situación financiera intermedia condensada consolidada y los resultados integrales consolidados de la Compañía y, sus subordinadas.

Por consiguiente, los estados financieros intermedios condensados separados deben leerse conjuntamente con los estados financieros intermedios condensados consolidados de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales.

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

2.2 Base contabilidad de causación

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

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

2.3 Estimados y criterios contables relevantes

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

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

• La vida útil de los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo.

• La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros.

• Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros.

• Los ingresos por energía entregada y no facturada derivados de la actividad de distribución que proceden de la prestación del servicio de energía, al quedar pendiente la lectura de los consumos en cada uno de los ciclos de facturación, los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación.

• Los ingresos y gastos estimados derivados de la actividad de generación que proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado mayorista y no regulado, de la bolsa de energía, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC por sus siglas en inglés) y del cargo por confiabilidad; así como, las compras de energía necesarias para atender dichos contratos; los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación.

• Las variaciones en los ingresos por cambios tarifarios, de acuerdo con las actualizaciones regulatorias.

• La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos inciertos o contingentes.

• Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales surgidos de la licencia ambiental principalmente para nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar.

• Los resultados fiscales, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros intermedios condensados separados.

• La obligación de desmantelamiento, cuando existe el requerimiento legal de hacerlo, se estima con base en la vida útil de la central y/o el parque.

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

3. Políticas contables

Políticas contables aplicables a los estados financieros intermedios condensados separados

Los presentes estados financieros intermedios condensados separados siguen las mismas políticas y métodos contables de cálculo, aplicados en los estados financieros del cierre del ejercicio 2025.

4. Efectivo y equivalentes al efectivo

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Saldos en bancos	$ 1.503.157.075	$ 622.606.873
Otro efectivo y equivalentes al efectivo, neto (a)	173.397.553	162.950.921
Efectivo en caja	9.700	-
	$ 1.676.564.328	**$ 785.557.794**

El detalle del efectivo y equivalentes al efectivo expresado en pesos por tipo de moneda es el siguiente:

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Pesos colombianos	$ 1.672.409.275	$ 782.555.397
Dólares americanos	4.155.053	3.002.397
	$ 1.676.564.328	**$ 785.557.794**

Los saldos denominados en moneda extranjera se encuentran expresados en pesos colombianos utilizando las tasas representativas de cambio vigentes al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025 por $3.341,23 y $3.757,08 por US$1, respectivamente.

El incremento del efectivo y equivalentes del efectivo por $891.006.534 se explica principalmente por: recaudo por $11.790.361.708; pagos a proveedores por $(7.494.258.541), desembolsos de préstamos financieros y pagos de capital e intereses netos por $(1.569.966.638), pago de impuestos a las ganancias por $(910.997.802), pago de dividendos por $(968.853.907) y otros por $44.721.714.

(a) El otro efectivo y equivalentes al efectivo está compuesto principalmente por las carteras colectivas que corresponden a operaciones habituales que realiza diariamente la tesorería con estas entidades, con el fin de canalizar los recursos procedentes del recaudo y administrarlos como mecanismos de la liquidez de corto plazo de la Compañía, así como mediante la constitución de TIDIS para el pago de impuestos.

El aumento de septiembre de 2026 respecto a diciembre de 2025 se origina principalmente en que las carteras colectivas presentan un mayor saldo destinado a la administración de la liquidez requerida para

las operaciones diarias de la Compañía.

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 & Poor`s, Fitch Ratings).

Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, la Compañía utiliza garantías bancarias que le permiten respaldar operaciones de compra de energía, garantizando a los proveedores el pago.

Al 30 de septiembre de 2026, la pérdida crediticia esperada reconocida sobre el efectivo y equivalentes de efectivo asciende a $17.293.

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

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				
	Saldo al 1 de enero de 2026	Importes procedentes	Pago de préstamos e intereses	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	Saldo al 30 de septiembre de 2026
Préstamos y obligaciones bancarias	$ 8.715.623.248	$ 281.615.000	$ (1.786.155.815)	$ 2.153.841	$ 761.427.651	$ -	$ -	$ 7.974.663.925
Bonos	981.486.441	-	(65.425.823)	27.486	66.271.268	-	-	982.359.372
Pasivos por arrendamientos	266.265.547	-	(63.295.403)	15.618.450	24.196.175	27.086.003	-	269.870.772
Instrumentos derivados	7.916.233	12.655.370	-	(50.673.243)	-	-	45.763.865	15.662.225
Total pasivos por actividades de financiación	**$ 9.971.291.469**	**$ 294.270.370**	**$ (1.914.877.041)**	**$ (32.873.466)**	**$ 851.895.094**	**$ 27.086.003**	**$ 45.763.865**	**$ 9.242.556.294**

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				
	Saldo al 1 de enero de 2025	Importes procedentes	Pago de préstamos e intereses	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	Saldo al 30 de septiembre de 2025
Préstamos y obligaciones bancarias	$ 8.095.165.099	$ 760.644.000	$ (1.706.850.805)	$ 1.549.487	$ 620.197.524	$ -	$ -	$ 7.770.705.305
Bonos	1.745.170.339	-	(671.766.195)	55.840	103.478.709	-	-	1.176.938.693
Pasivos por arrendamientos	240.939.672	-	(55.360.844)	6.521.508	20.700.199	24.517.035	-	237.317.570
Instrumentos derivados	2.832.573	22.060.540	-	(39.177.174)	-	-	21.476.408	7.192.347
Total pasivos por actividades de financiación	**$ 10.084.107.683**	**$ 782.704.540**	**$ (2.433.977.844)**	**$ (31.050.339)**	**$ 744.376.432**	**$ 24.517.035**	**$ 21.476.408**	**$ 9.192.153.915**

5. Otros activos financieros

	Al 30 de septiembre de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Fideicomisos	$ 55.140.288	$ -	$ 54.565.529	$ -
Fideicomisos (1)	55.140.784	-	54.566.033	-
*Deterioro fideicomisos**	(496)	-	(504)	-
Garantías mercados derivados energéticos (2)	36.197.357	-	352.108	-
Embargos judiciales	17.196.068	-	29.173.682	-
Embargos Judiciales (3)	17.243.639	-	29.269.878	-
*Deterioro embargos judiciales**	(47.571)	-	(96.196)	-
Otros activos (4)	6.918.703	-	2.358.847	-
Instrumentos derivados de cobertura (5)	3.004.024	341.454	24.540.814	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (6)	-	105.310	-	45.575
	$ 118.456.440	**$ 446.764**	**$ 110.990.980**	**$ 45.575**

(*) Ver nota 7, numeral 3, estas pérdidas crediticias esperadas se encuentran incluidas dentro del modelo general de deterioro bajo NIIF 9.

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

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Fideicomiso Alianza Guacamayas (a)	$ 17.252.188	$ 23.310.130
Fideicomiso BBVA Ptar Sibaté (b)	10.957.358	11.200.912
Fideicomiso Fiduprevisora Via Medina-Gachala OXI (c)	10.286.861	-
Fideicomiso Popular Gerencia Silvania	3.323.973	190.749
Fideicomiso BBVA Embalse Tominé	2.651.988	1.372.875
Fideicomiso BBVA Embalse Muña	2.309.920	1.520.958
Fideicomiso Fiduprevisora Quimbo	2.001.369	748.083
Fideicomiso Fiduprevisora Maicao - Guajira	1.869.472	1.818.119
Fideicomiso Fiduprevisora Huila	1.807.483	8.196.168
Fideicomiso Aval Proyecto ZOMAC	599.374	573.066
Fideicomiso Popular Mesitas	469.867	4.623.907
Fideicomiso Aval Silvania	370.567	358.604
Fideicomiso Fiduprevisora La Palma (d)	267.204	-
Fideicomiso Fiduprevisora Guayabetal (d)	267.204	-
Fideicomiso Fiduprevisora Medina (d)	252.148	-
Fideicomiso Aval Maquinaria Amarilla Puli (d)	240.960	-
Fideicomiso Popular Paratebueno	134.290	172.024
Fideicomiso Popular Interventoria Medina	78.558	227.674
Fideicomiso Fiduprevisora vía Perimetral Quimbo	-	252.764
Total	**$ 55.140.784**	**$ 54.566.033**

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 constituye 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 para pago de impuestos de Enel Colombia S.A. E.S.P., para el mejoramiento de la vía Medina-Gachalá.

d) El 9 de julio de 2026 y 30 de agosto de 2026, bajo el mecanismo de Obras por Impuestos, se constituyeron patrimonios autónomos destinados al fortalecimiento de los bancos de maquinaria amarilla de los municipios de La Palma, Guayabetal y Medina, a través de Fiduprevisora S.A., y del municipio de Pulí, a través de Aval Fiduciaria S.A., respectivamente.

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

(2) El incremento corresponde a la constitución de nuevas garantías con Derivex S.A., destinadas a respaldar cinco (5) operaciones de trading realizadas por la línea de distribución durante el mes de agosto 2026, las cuales tienen vencimiento entre enero y abril de 2027. (ver nota 29)

(3) Al 30 de septiembre 2026 y el 31 de diciembre de 2025 la Compañía registra en depósitos judiciales $17.243.639 y $29.269.878 respectivamente. Al 30 de septiembre semestre de 2026 se realizó el reintegro sobre 5 procesos por $(12.267.541) y se generaron pagos por $241.302.

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

Depósitos judiciales	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
BBVA Colombia S.A.	10.490.781	17.871.442
Bancolombia S.A.	6.801.782	5.885.564
Scotiabank Colpatria S.A.	1.477.314	3.294.429
GNB Sudameris S.A.	1.417.471	123.913
Banco de Bogotá S.A.	633.959	1.293.838
Banco de Occidente S.A.	203.338	-

Depósitos judiciales	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
BBVA Colombia S.A.	10.490.781	17.871.442
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	119.321	7.523.742
Banco Davivienda S.A.	39.910	7.123
Banco AV Villas S.A.	20.256	10.255
Banco Caja Social S.A.	14.289	4.336
Banco Agrario de Colombia S.A.	13.885	13.884
Citibank Colombia S.A.	9.470	1.013.915
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	802	802
	$ 21.242.578	**$ 37.043.243**
Reintegro del juzgado		
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	(1.375.755)	(4.466.361)
BBVA Colombia S. A.	(1.324.515)	(324.283)
Banco de Bogotá S. A.	(786.531)	(786.531)
GNB Sudameris S.A.	(237.592)	-
Citibank Colombia S. A.	(177.442)	(40.214)
Bancolombia S.A.	(64.317)	-
Banco Davivienda S.A.	(32.787)	-
Scotiabank Colpatria S.A.	-	(2.155.976)
Subtotal reintegro	**$ (3.998.939)**	**$ (7.773.365)**
Neto Total	**$ 17.243.639**	**$ 29.269.878**

(4) Al 30 de septiembre de 2026 y el 31 de diciembre de 2025 corresponde a la cuenta por cobrar estimada por concepto de intereses del Swap de cobertura con tasa de interés de deuda en IBR.

(5) La Compañía al 30 de septiembre de 2026 tiene constituidos once (11) instrumentos derivados designados como cobertura de flujo de caja y cinco (5) contratos swap de tasa de interés con posición activa así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha vencimiento	Nocional activo	Moneda	Tasa fijada *	Corriente	No 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	$ 1.081.980	$ -
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Goldman Sachs International	Cash Flow Hedge	21/5/2027	742.321.440	COP	IBR180 O/N	673.539	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Itaú Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	15/1/2027	391.602.900	COP	IBR180 O/N	537.935	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Goldman Sachs International	Cash Flow Hedge	21/5/2027	583.252.560	COP	IBR180 O/N	529.209	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/6/2027	1.500.000	USD	3.205,00	35.365	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/6/2027	1.500.000	USD	3.205,00	29.652	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/8/2027	1.500.000	USD	3.205,00	25.006	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/8/2027	1.500.000	USD	3.205,00	22.259	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Crédit Agricole Corporate and Investment Bank.	Cash Flow Hedge	3/11/2026	500.000	USD	3.229,00	18.727	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Crédit Agricole Corporate and Investment Bank.	Cash Flow Hedge	30/11/2026	500.000	USD	3.229,00	17.981	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/9/2027	1.500.000	USD	3.205,00	16.935	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Crédit Agricole Corporate and Investment Bank.	Cash Flow Hedge	30/12/2026	500.000	USD	3.229,00	14.977	-
Forward	Inversiones/proyecto	JPMorgan Chase Bank N.A	Cash Flow Hedge	29/10/2026	1.281.228	USD	3.325,86	459	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Itaú Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	13/10/2027	1.211.157.000	COP	IBR 90 O/N	-	316.444
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/11/2027	1.500.000	USD	3.205,00	-	14.676
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/11/2027	1.500.000	USD	3.205,00	-	10.334
							Total valoración	**$ 3.004.024**	**$ 341.454**

La Compañía 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	Nocional activo	Moneda	Tasa fijada *	Al 31 de diciembre de 2025
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 Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	14/05/2026	400.000.000	COP	IBR 3M	7.149.351
Forward	Seguros	Citibank Colombia S.A.	Trading	11/02/2026	14.212.841	USD	3.732,00	711.338
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	19/02/2026	5.674.520	USD	3.796,48	224.592
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	19/03/2026	4.463.159	USD	3813,48	188.867
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	19/02/2026	3.394.071	USD	3.796,48	134.334
Forward	Seguros	Citibank Colombia S.A.	Trading	11/02/2026	2.213.213	USD	3.732,00	110.769
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/01/2026	5.370.805	USD	3.783,98	98.287
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/01/2026	4.446.401	USD	3.783,98	81.370
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	28/05/2026	1.500.000	USD	3.859,23	79.586
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	19/03/2026	1.830.933	USD	3.813,48	77.479
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	19/02/2026	1.647.087	USD	3.796,48	65.190
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/01/2026	1.601.295	USD	3.783,98	29.304
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/01/2026	877.207	USD	3.783,98	16.053
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	22/01/2026	2.642.510	USD	3.779,98	15.132
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/01/2026	744.605	USD	3.783,98	13.626
Forward	Inversiones/proyecto	MUFG Bank Ltd.	Cash Flow Hedge	29/01/2026	240.734	EUR	4.461,64	2.182
							Total valoración	**$ 24.540.814**

*3M: Tres meses, O/N: Overnight.

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

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Derivex S.A.	Comercial	56.793	5%	$ 98.992	$ 39.257
Acciones de cuantía menor en otras compañías	Energía			6.318	6.318
				$ 105.310	**$ 45.575**

(*) 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 septiembre de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	$ 115.658.862	$ 20.000	$ 102.856.848	$ -
Gastos pagados por anticipado (2)	9.955.352	-	302.110	-
Beneficios a empleados por préstamos	2.789.153	41.997.692	2.356.473	43.122.655
Descuento tributario IVA AFRP (3)	-	135.046.426	-	185.459.631
Otras cuentas por cobrar (4)	6.042.006	95.092	-	95.092
	$ 134.445.373	**$ 177.159.210**	**$ 105.515.431**	**$ 228.677.378**

(1) Corresponde a recursos depositados en XM S.A. E.S.P. para la negociación de energía en bolsa con otros agentes de mercado por $54.845.452 ($54.263.816 en 2025); Savino del Bene Colombia S.A.S. por $14.042.738 ($9.860.111 en 2025); Jas Forwarding de Colombia S.A.S. por $13.171.625; Constructores y Tractores S.A. por $9.391.254; Ciudad Limpia Bogotá S.A. E.S.P. por $8.970.133 ($9.762.127 en 2025); Aval Fiduciaria S.A. por $5.575.401; Mechanical Dynamics & Analysis LLC por $5.087.523; Fiduciaria La Previsora S.A. por $3.527.728 ; y anticipos a otros proveedores por $1.047.008 ($1.689.747 en 2025).

(2) Corresponde a: i) Renovación de pólizas constituidas de responsabilidad civil, extracontractual, todo riesgo y ambiental, principalmente con Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A. y SBS Seguros Colombia S.A. por $4.699.196; ii) Medicina prepagada de empleados por $4.310.849; iii) Anticipo de las contribuciones especiales a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas por $112.783 y iv) otros por $832.524.

(3) 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, estableció 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 (AFRP) incluyendo los servicios asociados necesarios para poner dichos activos en condiciones de uso. 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 se esté depreciando.

(4) El saldo corriente corresponde a certificados de compensación de carbono destinados a la compensación del Impuesto Nacional al Carbono en periodos fiscales futuros. Estos activos representan certificados disponibles para su aplicación en las declaraciones bimestrales del impuesto, de acuerdo con los mecanismos de compensación establecidos en la regulación colombiana. La recuperación de este saldo se efectuará mediante su utilización en las declaraciones que se presenten en los bimestres posteriores al cierre del periodo.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 30 de septiembre de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales, bruto, (1)	$ 2.482.745.917	$ 10.667.541	$ 1.949.994.641	$ 10.792.873
Otras cuentas por cobrar, bruto (2)	240.232.001	90.782.576	112.243.080	198.636.450
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	**2.722.977.918**	**101.450.117**	**2.062.237.721**	**209.429.323**
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(478.548.470)	(10.667.541)	(347.771.209)	(10.792.873)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)	(29.033.543)	(13.935.751)	(18.634.326)	(15.039.446)
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	**$ 2.215.395.905**	**$ 76.846.825**	**$ 1.695.832.186**	**$ 183.597.004**

(1) Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 las cuentas por cobrar del negocio de distribución por $1.581.756.027 y $1.446.780.935, corresponden principalmente a cartera de clientes del mercado regulado por $1.169.465.772 y $1.021.359.709, trabajos a particulares por $117.339.748 y $73.769.286; cartera de alumbrado público por $104.253.359 y $83.247.640; cartera de esquemas regulatorios por $20.429.132 y $78.224.003; y cartera de infraestructura por $10.908.896 y $10.268.144.

Las cuentas por cobrar del negocio de distribución presentan un incremento respecto a diciembre de 2025 que corresponde principalmente a la cartera de clientes del mercado regulado por $148.106.063, 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 septiembre de 2026 respecto a diciembre de 2025 (variación de $92,92/Kwh para las categorías residencial E1, E2, E3, E4 y oficial y de $102,22/Kwh para las categorías residencial E5, así como los segmentos industrial y comercial); incremento en trabajo a particulares por $43.570.462, asociados al aumento en la facturación en negocios complementarios (obras eléctricas, asistencias técnicas e infraestructura) y aumento en la cartera de alumbrado público por $21.005.719.

Adicionalmente, presenta una disminución en la cartera de esquemas regulatorios por $(57.794.871), generada 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 septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 las cuentas por cobrar del negocio de

generación corresponden a $900.989.890 y $503.213.706, respectivamente y se encuentran compuestas por: cartera estimada de bolsa por $247.520.254 (a diciembre de 2025, el saldo era $0 debido a que la posición en bolsa era compradora); clientes del mercado mayorista, con una cartera estimada de $263.396.860 y $237.929.087; facturada por $46.171.928 y $36.714.045; también por clientes del mercado no regulado con una cartera estimada por $170.129.603 y $187.832.285 y facturada por $21.325.694 y $20.479.860.

Adicionalmente, cartera de gas por $4.383.525 y $4.929.527 y otros por $148.062.026 y $15.328.902; al 30 de septiembre de 2026, los otros están compuestos principalmente por la cartera del cliente AIR-E S.A.S. E.S.P. por $140.831.832, la cual está catalogada como de difícil recaudo y está deteriorada con una PD (probabilidad de incumplimiento) del 100% y con LGD (pérdida en caso de incumplimiento) del 58% por $83.186.553; esto como resultado de las expectativas de recuperación asociadas a los mecanismos anunciados por el Gobierno Nacional para atender las obligaciones del sector eléctrico.

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

- Aumento en los estimados del mercado mayorista por $25.467.773 generado por mayor cantidad de energía vendida por 46,121 Gwh. Adicionalmente, se presenta incremento en el precio de la tarifa promedio ponderada de $13,97/Kwh, tarifa ponderada de septiembre 2026 de $302,70/Kwh versus tarifa ponderada de diciembre 2025 de $288,73/Kwh.

- Reducción del estimado no regulado por $(17.702.682) lo cual es generado por disminución en la cantidad de energía vendida por (81,3) Gwh, (299,65 Gwh en septiembre 2026 versus 380,90 Gwh en diciembre de 2025); esto asociado a cambios y/o retiro de contratos; adicionalmente, este efecto fue parcialmente compensado por el incremento de $95,21/Kwh en la tarifa promedio ponderada, (septiembre de 2026 por $391,54/Kwh versus diciembre de 2025 por $296,33/Kwh).

(2) Las otras cuentas por cobrar corresponden a:

- Transacción de venta del proyecto Windpeshi a Ecopetrol S.A. por $104.684.247; 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 $86.871.980) y septiembre de 2029 (con saldo en el no corriente por $17.812.267); en estos 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 septiembre 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 $19.612.643 y $18.344.438, respectivamente.

  El saldo no corriente por $58.884.779 y $56.672.419, respectivamente; adicionalmente, cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de $12.391.917 y $13.481.875 con tasas entre el 3% y el 5%; razón por la cual la Compañía descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, y amortizándolos durante la vida del préstamo.

- Cuenta por cobrar al Municipio de Guachené y Sesquilé por $1.693.613, 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
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	46.380.910
Total	**$ 133.747.378**

(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 la Compañía:

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

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

Concepto	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	$ 327.670.652	$ 285.185.895
Modelo Simplificado Individual (b)	161.545.359	73.378.187
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	**489.216.011**	**358.564.082**
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		
Modelo General Colectivo	42.969.294	33.673.772
Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar	**42.969.294**	**33.673.772**
Total	**$ 532.185.305**	**$ 392.237.854**

(a) Modelo simplificado colectivo:

Corresponde al deterioro de la cartera de energía del mercado regulado por la cartera de edades superiores a 180 días. El incremento en el modelo colectivo es por $42.484.757 respecto al cierre de diciembre de 2025, correspondiente a los segmentos alumbrado público por valor de $15.842.803; PSVA por $10.440.419; industrial por $6.627.826; oficial por $6.408.945; comercial por $1.801.020; y residencial por $1.363.744.

(b) Modelo simplificado individual:

La provisión de cartera de modelo individual corresponde principalmente a:

- Provisión de cartera del mercado mayorista (MM) por $91.488.322, representado principalmente por el cliente AIR-E S.A.S. E.S.P. por $83.186.553.
- Provisión de cartera de prescripción de cobro por $24.707.570.

- Provisión de cartera de municipios por $17.371.651, principalmente IFI Concesión Salinas Exigible por $7.438.228; Municipio de Sopó por $4.151.494; Ladrillera Santa Ana por $2.597.464 y Municipio del Colegio por $1.257.150.
- Provisión de cartera de otros negocios por $17.774.957, principalmente Asistencia-NC por $12.690.261; Agua del Sinú S.A. E.S.P. por $3.596.794 y Grupo Andino Marin Valencia por $343.362.

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 septiembre 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 septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Saldo Inicial	**$ 392.237.854**	**$ 318.252.508**
Dotaciones	155.723.363	111.390.126
Usos	(15.775.912)	(37.404.780)
Saldo final	**$ 532.185.305**	**$ 392.237.854**

Garantías otorgadas por los deudores:

Para los clientes de energía y gas dependiendo del resultado de la evaluación de riesgos crediticio y la decisión final de las líneas de negocio, cuando es necesario se respalda la cartera con un título valor.

Al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025 la Compañía respalda la venta de energía y gas con pagarés en blanco y garantías bancarias.

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

8. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas:

Nombre empresa relacionada	País de origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025	
				Corriente	Corriente	No corriente
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Capital préstamo (1)	$ 6.850.000	$ -	$ 2.100.000
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Compra de energía	3.381.361	3.457.815	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Transporte de energía	2.119.489	1.905.165	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Otros servicios	710.411	538.504	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Intereses préstamo	347.446	9.045	-
Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Subordinada	Reembolso de gastos	1.366.831	1.364.336	-
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	España	Otra (*)	Servicios off-shore	1.180.855	1.373.849	-
Enel Green Power S.P.A. Glo	Italia	Otra (*)	Expatriados	785.301	785.301	-
Atlántico Photovoltaic S.A.S.	Colombia	Subordinada	Reembolso de gastos	720.437	711.948	-
Enel X Chile S.P.A.	Chile	Otra (*)	Servicios de personal	571.704	642.859	-
Guayepo Solar III S.A.S.	Colombia	Subordinada	Reembolso de gastos	533.503	531.566	-
Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Expatriados	495.304	449.259	-
Endesa Energía S.A.	España	Otra (*)	Servicios off-shore	336.218	540.836	-
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Control Tower Chile	325.653	370.679	-
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	-	61.603	-
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Reembolso de gastos	299.709	299.709	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados	271.401	271.401	-
E-distribucion Redes Digitales	España	Otra (*)	Expatriados	202.688	202.688	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados	181.579	204.178	-

Nombre empresa relacionada	País de origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025	
				Corriente	Corriente	No corriente
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados	108.062	108.062	-
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados	62.933	62.933	-
EGP México S.R.L.	México	Otra (*)	Contrato DAP	61.388	-	-
Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	49.780	955	-
Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Iluminación navideña (2)	-	11.627.000	-
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Otros Servicios	17.569	17.569	-
Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S.	Colombia	Subordinada	Otros servicios	14.354	13.923	-
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Costa Rica	Otra (*)	Garantías (3)	12.936	-	-
Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Subordinada	Otros servicios	11.751	11.228	-
Enel North América Inc	Estados Unidos	Otra (*)	Expatriados	7.527	163.481	-
Latamsolar Energias Renovables S.A.S.	Colombia	Subordinada	Otros servicios	1.064	327	-
EGP Fotovoltaica La Loma S.A.S.	Colombia	Subordinada	Otros servicios	549	231	-
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Anticipo Contrato	-	182.011	-
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados	-	16.919	-
Enel Fortuna S.A.	Panamá	Otra (*)	Garantía	-	5.515	-
			Total	**$ 21.027.803**	**$ 25.930.895**	**$ 2.100.000**

(*) Corresponde a sociedades sobre las cuales Enel S.P.A. posee influencia significativa o control.
(**) El Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. es accionista de la Compañía. (ver Nota 22).

Se presenta un deterioro de acuerdo con la NIIF 9 en las cuentas por cobrar relacionadas, por valor de $2.158.549 para el año 2026, en el año 2025 se presentó un deterioro por $2.231.336.

(1) Corresponde al desembolso de 3 créditos Intercompañía bajo las siguientes condiciones: el 5 de marzo de 2026 por $2.500.000 con tasa fija de 12,94% E.A. vencimiento a un año, el 18 de junio de 2026 por $4.500.000 con tasa fija de 13,13% E.A. vencimiento el 26 de junio de 2027 y el 6 de julio de 2026 por $2.250.000 con tasa fija de 13,13% E.A. vencimiento a un año, adicionalmente se reclasifica el saldo de la deuda a 31 de diciembre de 2025 por $2.100.000 de largo a corto plazo, teniendo en cuenta el plazo de pago hasta el 17 enero de 2027 con tasa fija de 11,32% E.A. Durante el tercer trimestre se recibió abono a la deuda por $(4.500.000).

(2) 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.

(3) Corresponde al reembolso por emisión de garantías y comisiones de acuerdo con el contrato de servicios financieros firmado entre las partes, donde la Compañía tiene la intención de proporcionar a las subsidiarias el servicio de emisión de garantías, ya sea directamente o a través de establecimientos financieros.

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre empresa relacionada	País origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 30 de septiembre de 2026 Corriente	Al 31 de diciembre de 2025 Corriente
Enel Americas S.A.	Chile	Controladora	Dividendos (1)	$ 1.029.222.367	-
Grupo Energía De Bogotá S.A.E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Dividendos (1)	763.062.165	-
Enel Global Services S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	41.200.483	11.698
Enel Green Power S.p.A. Glo.	Italia	Otra (*)	HH Recharge PUC (3)	17.977.970	11.244.354
Enel Green Power S.p.A. Glo.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	2.742.420	4.279.918
Enel Green Power S.p.A. Glo.	Italia	Otra (*)	Technical fee (4)	872.108	2.334.081
Enel Green Power S.p.A. Glo.	Italia	Otra (*)	Impatriados	328.045	774.843
Enel Green Power S.p.A. Glo.	Italia	Otra (*)	Pólizas Covid 19	2.150	2.150
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	15.160.431	48.114.447
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	771.205	658.233
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	8.454.010	8.484.218
Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra (*)	HH Recharge PUC	8.286.186	8.282.715
Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios informáticos (2)	3.820.610	7.663.902

Nombre empresa relacionada	País origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 30 de septiembre de 2026 Corriente	Al 31 de diciembre de 2025 Corriente
Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Impatriados	3.687.263	2.030.281
Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	124.412	124.412
Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Garantías e intereses	53.398	230.573
Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.406.395	592.281
Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	63.242	1.223.803
Enel Iberia S.R.L.	España	Otra (*)	Impatriados	621.237	382.732
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	371.651	201.241
Enel X Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	319.056	328.192
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	166.721	81.345
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Servicios DAP	83.683	-
Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000	8.000
Latamsolar Energías Renovables S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000	8.000
Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000	8.000
Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	1.000	1.000
Guayepo Solar III S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	1.000	1.000
Atlántico Photovoltaic S.A.S.	Colombia	Subordinada	Liquidación Crédito Fácil	625	625
Cosorzio DAP	Italia	Otra (*)	Contribución (5)	-	528.971
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Donaciones (6)	-	462.500
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Anticipo Mandato	-	62.500
Gridspertise S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios de Ingeniería	-	370.177
			Total	**$ 1.898.823.833**	**$ 98.496.192**

(*) Corresponde a sociedades sobre las cuales Enel S.p.A posee influencia significativa o control.
(**) La Compañía Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. es accionista de la Compañía (Ver Nota 22).

(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 de Energía de 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, el 27 de julio de 2026 se realizó el pago de la primera cuota por $(965.076.287).

(2) El incremento corresponde principalmente al efecto neto de las provisiones de los servicios informáticos de enero a septiembre 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, Grid Blu Sky entre otras por por $71.441.196 y el pago realizado por facturación emitida de servicios año 2025 por $(69.777.986).

(3) El incremento corresponde principalmente, a los nuevos servicios y adendas a los proyectos de energías renovables como: Guayepo Solar 2 y 3, Atlántico Photovoltaic, Fundación y La Loma por $6.733.616.

(4) La disminución corresponde principalmente al efecto neto de provisiones a septiembre 2026 de los servicios técnicos (Technical Fee) por $872.108 y pago de facturación servicios 2025 por $(2.334.081).

(5) La disminución corresponde a los pagos realizados de las cuotas de contribución pactadas como miembros del Consorzio DAP en agosto de 2026.

(6) Corresponde al pago de las donaciones realizadas por la compañía por $(462.500).

Efectos en resultados con entidades relacionadas

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 30 de septiembre de 2026	Al 30 de septiembre de 2025
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Ventas de energía	$ 30.163.368	$ 30.733.811
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Transporte de energía (1)	19.317.713	16.488.004
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Ingresos financieros	411.817	175.516
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Otros servicios	318.921	205.403
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Proyecto Fotovoltáico (2)	2.970.419	-

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 30 de septiembre de 2026	Al 30 de septiembre de 2025
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Venta de energía	390.401	421.007
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Reembolso Servicios	87.904	217.171
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Servicios off-Shore	1.230.004	1.178.949
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	171.639	63.032
Enel Grids S.R.L.	Diferencia en cambio	899.449	1.811.624
Enel Grids S.R.L.	Servicios Informáticos	538.578	-
Enel Grids S.R.L.	Expatriados	-	756.942
Enel S.P.A.	Servicios Informáticos	827.445	-
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	619.079	33.730
Enel S.P.A.	Expatriados	-	50.715
Endesa Energía S.A.	Servicios off Shore	432.997	428.177
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	64.751	26.116
Enel Green Power S.P.A. Glo.	Servicios Informáticos	382.161	-
Enel Green Power S.P.A. Glo.	Diferencia en cambio	234.778	484.141
Enel Global Trading S.P.A.	Servicios Informáticos	370.843	-
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Otros servicios	253.794	-
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Diferencia en Cambio	4.758	-
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	147.683	514.504
Enel Renovable, S.R.L.	Diferencia en Cambio	95.521	89.188
Enel X Brasil S.A.	Diferencia en Cambio	87.872	6.780
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	75.547	930.389
Generadora Solar Austral, S.A.	Diferencia en Cambio	66.865	64.202
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	61.701	385.630
Enel Green Power Chile S.A.	Otros servicios	43.584	-
Egp Mexico Srl De Cv	Servicios DAP	60.810	-
Egp Mexico Srl De Cv	Diferencia en cambio	1.726	-
Enel North America, Inc.	Expatriados	38.559	46.259
Enel North America Inc	Diferencia en Cambio	21.361	-
Enel Distribución Chile S.A.A.	Diferencia en Cambio	48.772	-
Enel Distribución Chile S.A.A.	Expatriados	-	55.580
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	16.750	18.844
Consorzio DAP	Diferencia en Cambio	11.000	-
Enel Guatemala S.A.	Diferencia en Cambio	10.114	11.510
Enel Guatemala S.A.	Venta de Medidor	-	101.212
Enel Generacion Chile S.A.	Diferencia en Cambio	4.471	-
Enel Services Mexico S.A.	Diferencia en Cambio	1.791	-
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en Cambio	777	6.737
Enel Fortuna S.A.	Garantías	-	48.358
Usme ZE S.A.S.	Otros servicios (3)	-	688.052
Fontibón ZE S.A.S.	Otros servicios (3)	-	545.461
Enel Global Trading S.P.A.	Diferencia en cambio	-	50.075
Enel Green Power España, S.L.U.	Expatriados	-	38.470
Enel Green Power España, S.L.U.	Diferencia en cambio	-	2.028
Enel Italia S.P.A.	Diferencia en cambio	-	3.533
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	697
Total		**$ 60.485.723**	**$ 56.681.847**

(1) El incremento corresponde principalmente a un mayor volumen de energía transportada, derivado del crecimiento en las ventas y demanda de energía de los clientes de esta sociedad, los cargos de transporte tanto del Sistema de Transmisión Nacional – STN como de los Sistemas de Distribución Local – SDL son en su mayoría variables y directamente proporcionales a la energía transportada (kWh).

(2) Corresponde a la facturación emitida por concepto de “Proyecto de Comunidades Energéticas” impulsado por el Grupo de Energía de 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 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	Al 30 de septiembre de 2026	Al 30 de septiembre de 2025
Enel Global Services S.R.L.	Servicios informáticos (1)	$ 32.252.967	$ 2.869.774
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	5.054	436.167
Fundación Enel Colombia	Donaciones (2)	9.060.000	2.227.930
Enel X S.R.L.	Servicios informáticos (1)	7.991.840	8.364.052
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	325.602	381.616
Enel S.P.A.	Impatriados	3.959.176	3.991.440
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	248.710	100.968
Enel S.P.A.	Garantías	46.573	22.753
Enel S.P.A.	Servicios informáticos (1)	-	4.202.524
Enel Global Trading S.P.A.	Impatriados	811.253	1.034.930
Enel Global Trading S.P.A.	Diferencia en cambio	3.025	25.378
Enel Global Trading S.P.A.	Servicios informáticos (1)	-	1.154.010
Enel Grids S.R.L.	Impatriados	801.913	1.396.639
Enel Grids S.R.L.	Diferencia en cambio	350.881	1.019.041
Enel Grids S.R.L.	Servicios informáticos (1)	-	46.608.616
Consorzio DAP	Contribución	703.718	736.700
Consorzio DAP	Diferencia en cambio	23.367	-
Enel Iberia S.R.L.	Impatriados	626.061	616.757
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	3.302	-
Enel Green Power Panamá S.R.L.	Diferencia en cambio	482.600	-
Renovables De Guatemala, S.A.	Diferencia en cambio	393.148	271.985
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	329.664	49.188
Enel Green Power S.p.A. Glo.	Impatriados	224.441	914.586
Enel Green Power S.p.A. Glo.	Diferencia en cambio	36.668	137.033
Enel Green Power S.p.A. Glo.	Servicios informáticos (1)	-	3.799.662
Enel Green Power S.p.A. Glo.	Technical Fee	-	2.774.274
Gridspertise S.R.L.	Comprar piezas de repuesto	206.532	182.305
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	-	32.976
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	183.603	-
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	8.178	198
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Fibra óptica Betania	182.070	202.300
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Otros servicios	52.670	33.377
Enel Brasil S.A.	Servicios informáticos (1)	163.143	-
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	29.865	27.599
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	123.322	10.929
Enel Renovable, S.R.L.	Diferencia en Cambio	95.521	97.140
Enel Chile S.A.	Servicios informáticos (1)	80.696	-
Enel Chile S.A.	Diferencia en Cambio	2.987	-
Enel X Brasil S.A.	Diferencia en Cambio	78.736	4.075
Enel X Brasil S.A.	Impatriados	-	208.369
Enel X Chile S.P.A.	Diferencia en cambio	71.154	-
Generadora Solar Austral, S.A.	Diferencia en Cambio	66.865	69.768
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en cambio	55.689	53.102
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Diferencia en cambio	47.076	-
Enel North America Inc	Diferencia en Cambio	22.529	331
Enel Green Power Chile S.A.	Servicios de ingenieria	19.504	51.035
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en Cambio	-	2.225
Generadora De Occidente Ltda	Diferencia en cambio	10.894	-
Enel Guatemala S.A.	Diferencia en Cambio	10.779	6.328
Enel Services México S.A.	Diferencia en cambio	2.356	36.632
Enel Green Power Mexico S.R.L.	Diferencia en cambio	1.148	-
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en cambio	767	3.911
Usme ZE S.A.S.	Actualización VPN	-	198.459
Fontibón ZE S.A.S.	Actualización VPN	-	146.956
Enel Green Power España, S.L.U.	Diferencia en cambio	-	2.633
E-Distribuzione S.P.A.	Diferencia en cambio	-	43
Total		**$ 60.196.047**	**$ 84.506.714**

(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.

(2) El aumento corresponde a las donaciones otorgadas por la compañía a la Fundación Enel Colombia, con el propósito de atender emergencia por el terremoto del 10 de agosto de 2026 y desarrollar proyectos e iniciativas de creación de valor compartido que se ejecutan en las zonas de influencia directa de la compañía y que aportan al cumplimiento de metas en marco de los objetivos de Desarrollo Sostenible.

Junta Directiva y personal clave de la gerencia

Junta Directiva

El artículo 47 de los Estatutos Sociales señala que la Junta Directiva de la Compañía tiene un presidente, que es elegido por la misma 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 No. 507 del 30 de marzo de 2022 y no ha tenido modificación a la fecha.

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. o cualquiera de las empresas pertenecientes al Grupo Enel.

De acuerdo con el acta de Asamblea General de Accionistas número 114 celebrada el 20 de agosto de 2026, se aprobó el nombramiento de Bruno Riga como miembro principal del primer renglón de la Junta Directiva en reemplazo del señor Francesco Bertoli quien presentó su renuncia a este cargo. Por lo cual, a partir de dicha fecha, la plancha de la Junta Directiva se encuentra conformada de la siguiente manera:

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Bruno Riga	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 septiembre de 2026	Al 30 de septiembre de 2025
Juan Ricardo Ortega López	$ 71.246	$ 75.073
Jorge Andrés Tabares Ángel	71.246	75.073
Carolina Soto Losada	71.246	65.822
Ana Fernanda Maiguashca Olano	38.349	-
Astrid Martinez Ortiz	25.131	75.073
Francesco Bertoli	25.131	65.922
Raffaele Grandi	25.131	65.822
José Antonio Vargas Lleras	25.131	65.822
Gina Pastrana Silva	-	9.250

Tercero	Al 30 de septiembre de 2026	Al 30 de septiembre de 2025
Total general	**$ 352.611**	**$ 497.857**

Personal clave de la gerencia

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

Nombre	Cargo	Periodo
Francesco Bertoli	Gerente General	enero – 19 de agosto
Bruno Riga	Gerente General	20 de agosto - septiembre
Antonio Crisol Puertas	Gerente de EGP & Termal Generations	enero - septiembre
Dario Miceli	Gerente de Energy and Comodity Managment	enero - septiembre
Mónica Cataldo	Gerente de Enel Grids	enero - septiembre
Diego Muñoz Hoyos	Gerente de Enel Commercial	enero - septiembre
Raffaele Enrico Grandi	Gerente de Administración Finanzas y Control	enero - septiembre

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, juntamente 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.

El día 1 de octubre de 2026 la señora Monica Cataldo presentó su renuncia como Tercer Suplente del Gerente General y como miembro suplente del primer renglón de la Junta Directiva; por lo cual Enel Colombia se encuentra realizando los trámites corporativos pertinentes para designar a la persona que reemplazaría estas posiciones.

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Compañía al 30 de septiembre 2026 y 2025 ascienden a:

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 30 de septiembre de 2025
Remuneraciones	$ 2.757.858	$ 2.709.532
Beneficios a corto plazo	161.279	212.140
Bonos de retiro	-	723.800
	$ 2.919.137	**$ 3.645.472**

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

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

La Compañía no cuenta con beneficio de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia, ni ha constituido garantía a favor de estos.

9. Inventarios, neto

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	$ 326.357.837	$ 259.790.252
Transformadores (2)	49.368.661	35.782.482
Carbón (3)	45.895.988	68.690.190
Bonos de carbono CO2 (4)	21.002.171	22.740.431
Materiales no eléctricos (1)	5.075.979	6.379.485
Otros inventarios	2.157.727	2.090.877
Fuel oil (5)	2.145.201	1.594.127

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Total inventarios	**$ 452.003.564**	**$ 397.067.844**

(1) Los materiales y accesorios se componen de lo siguiente:

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Repuestos y materiales (a)	$ 338.045.436	$ 272.781.357
Provisión de materiales	(6.611.620)	(6.611.620)
Total materiales	**$ 331.433.816**	**$ 266.169.737**

a) Los materiales y repuestos corresponden a elementos que se utilizan en el proceso de construcción de proyectos, reparaciones y/o mantenimientos de las plantas de generación, subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con el plan de mantenimiento e inversiones definido para 2026. El aumento corresponde a mayores mantenimientos en las centrales hidráulicas y térmicas lo cual genera mayor consumo y mayores compras de materiales para los proyectos de alumbrado público.

(2) Los transformadores corresponden a elementos que se requieren dentro del proceso de reposiciones, reparaciones y/o mantenimientos de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con las contingencias presentadas y el plan de mantenimiento e inversiones definido por la Compañía para el año 2026. El aumento obedece a mayores reposiciones y reparaciones de transformadores de las subestaciones, redes de distribución y redes de alumbrado público.

(3) Carbón (Central Termozipa): La disminución del inventario se debe al alto consumo de carbón, a partir del mes de mayo, lo cual, está asociado al despacho de generación ante la presencia del fenómeno de El Niño en el país y los bajos aportes hidrológicos al Sistema Interconectado Nacional.

(4) Al 30 de septiembre de 2026, se tienen reconocidos bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de $77.564.104 y valor en libros $21.002.171, así:

Reconocimiento de bonos de carbono

Mes/Año de emisión	Cantidad de certificados emitidos	Valor de 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 al 30 de septiembre 2026		(1.738.260)
Total reconocimiento bonos de carbono		**$ 21.002.171**

(5) Al 30 de septiembre de 2026, el Fuel Oil corresponde al inventario que se encuentra en la Central de Termozipa, el cual refleja un aumento debido a las compras efectuadas para cubrir la operación frente a la mayor demanda y despacho de la planta térmica.

10. Activos mantenidos para la venta

	Al 30 de septiembre 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 la Compañía 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 la Compañía 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, (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 a Operaciones y Montajes de la Guajira S.A.S. ZESE, por lo cual realiza el retiro del activo clasificado como mantenido para la venta.

11. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas

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

El siguiente es el detalle de las inversiones:

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Relación	Acciones ordinarias (*)	% Participación (*)	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Enel Panamá CAM S.R.L. (1)	Servicios Públicos	Subsidiaria	3.000	99,966700%	$ 1.226.179.561	$ 1.393.893.974
Renovables de Guatemala S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	19.244.655	99,999900%	1.024.442.813	1.202.020.478
Generadora de Occidente, S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	2.008.199	99,999950%	240.195.917	245.473.358
Enel Costa Rica CAM S.A. (2)	Servicios Públicos	Subsidiaria	27.500.000	100,000000%	236.461.756	236.919.381
Tecnoguat S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	23.211	75,000000%	42.189.488	53.297.063
Enel Guatemala S.A. (3)	Servicios Públicos	Subsidiaria	672.079	99,990000%	12.722.496	18.432.308
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (4)	Servicios Públicos	Subsidiaria	230.368	100,000000%	11.753.038	14.174.617
Enel Renovable S.R.L.	Servicios Públicos	Subsidiaria	1	0,990100%	8.557.101	9.531.202
Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (5)	Inversión	Asociada	12.500	20,000000%	4.256.250	5.791.195
Deterioro de Inversiones						
Enel Costa Rica CAM S.A. (6)					(132.637.177)	(132.637.177)
					$ 2.674.121.243	**$ 3.046.896.399**

(*) Las acciones ordinarias y el porcentaje de participación al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 presentan los siguientes cambios:

Generadora de Occidente, S.A.: al 31 de diciembre de 2025, el número de acciones era de 1.991.933 y 99,19% de porcentaje de participación de la Compañía; lo cual presenta cambio debido a que el 11 de febrero de 2026, la compañía Enel Guatemala S.A. vendió a Enel Colombia S.A. E.S.P. 16.266 acciones que poseía sobre Generadora de Occidente, S.A.

(1) Enel Panamá CAM S.R.L.: La actividad principal del Grupo consiste en operar y desarrollar plantas de generación de energía hidroeléctrica, fotovoltaica y fuentes renovables. La capacidad total instalada del Grupo es 460.70 MW Dc.

Enel Panamá CAM S.R.L. es matriz de tres (3) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá, el Grupo opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y once (11) plantas de generación fotovoltaicas al 30 de septiembre de 2026.

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

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

El 11 de febrero de 2026, la compañía Enel Guatemala S.A. vendió a Enel Panamá CAM S.R.L. una (1) acción que poseía sobre Generadora de Occidente, S.A.

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

La Compañía tiene por objeto social el diseño, mercadeo y construcción de sistemas para conservación de energía eléctrica en todo tipo de edificios públicos o privados, producción de energía para fines comerciales, industriales y de agricultura, y todo tipo de comercio relacionado con lo anterior.

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

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

(3) Enel Guatemala S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas. La compañía es de origen guatemalteco y tiene su domicilio en la ciudad de Guatemala. El término de duración es indefinido.

La Compañía fue constituida mediante escritura pública No.23 autorizada el 4 de noviembre de 1999, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 42426, folio 55, libro 136 de Sociedades con fecha 15 de noviembre de 1999 y tiene por objeto principal comercializar, comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación.

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

- Generadora de Occidente, S.A.
- Tecnoguat S.A.
- Renovables de Guatemala S.A.

(4) Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. es una sociedad por acciones simplificada que tiene por objeto invertir en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica. Dentro de sus estrategias comerciales se encuentra participar en el proceso de enajenación de acciones aprobado por el gobierno nacional de las compañías electrificadoras.

(5) 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; la Compañía tiene una participación del 20% de las acciones de esta sociedad, inscritas en febrero de 2023 ante la Cámara de Comercio y en julio de 2026, decretó dividendos a la Compañía por $2.769.727.

(6) Corresponde al deterioro de la inversión que tenía Enel Costa Rica CAM S.A., sobre Energía Global Operaciones S.A., por $101.108.667, atendiendo las pérdidas acumuladas que venía arrastrando dicha entidad y para PH Chucás S.A. se presentó un deterioro de la inversión, asociada a los indicadores de deterioro de los activos en concesión de dicha entidad por $31.528.510.

Teniendo en cuenta la transferencia realizada de las acciones que se tenía por parte de Enel Colombia S.A. E.S.P. en la sociedad PH Chucás S.A., a la compañía Enel Costa Rica CAM S.A., se incluye en esta cesión el deterioro de esta compañía.

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

La información financiera al 30 de septiembre de 2026 de las sociedades sobre las cuales la Compañía tiene participación directa es la siguiente:

Compañías Colombia:

Estado de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	$ 25.874.419	$ 7.881.963	**$ 33.756.382**	$ 21.946.286	$ 57.058	$ 11.753.038	**$ 33.756.382**

Estado de Resultados:

	Ingresos	Costos y gastos	Resultado financiero	Resultado en venta de activos	Impuestos sobre sociedades y diferido	Pérdida del periodo
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	$ 101.964.946	$ (104.203.334)	$ (592.700)	$ 910	$ 408.599	**$ (2.421.579)**

Compañías Centroamérica:

Estado de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio
Enel Panamá CAM S.R.L.	$ 422.273.423	$ 917.213.577	**$ 1.339.487.000**	$ 194.923.650	$ 1.412.142	$ 1.143.151.208	**$ 1.339.487.000**
Renovables de Guatemala, S.A.	118.769.540	911.364.573	**1.030.134.113**	5.690.276	-	1.024.443.837	**1.030.134.113**
Generadora de Occidente S.A.	209.623.649	182.650.065	**392.273.714**	111.027.791	41.049.886	240.196.037	**392.273.714**
Enel Costa Rica CAM S.A.	25.340.685	83.562.540	**108.903.225**	4.712.131	366.515	103.824.579	**108.903.225**
Tecnoguat, S.A.	8.053.491	55.628.269	**63.681.760**	7.429.109	-	56.252.651	**63.681.760**
Enel Guatemala S.A.	65.085.945	17.066.839	**82.152.784**	60.506.930	8.922.086	12.723.768	**82.152.784**
Enel Renovable S.R.L.	40.320.615	443.547.419	**483.868.034**	295.729.048	30.516.509	157.622.477	**483.868.034**

Estado de Resultados

	Ingresos	Costos y gastos	Resultado financiero	Resultado en venta de activos	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad/pérdida del periodo
Enel Panamá CAM S.R.L.	$ 356.191.125	$ (183.657.033)	$ (2.843.395)	$ -	$ (67.191.588)	**$ 102.499.109**
Renovables de Guatemala, S.A.	120.651.554	(109.459.325)	118.810	345.306	(8.511.289)	**3.145.056**
Generadora de Occidente S.A.	69.414.426	(45.476.873)	2.577.262	(75.817)	(4.876.732)	**21.562.266**
Enel Costa Rica CAM S.A.	54.844.903	(45.258.700)	4.532.229	100.200	(2.692.007)	**11.526.625**
Tecnoguat, S.A.	7.033.582	(13.036.184)	487	37.109	(524.303)	**(6.489.309)**
Enel Guatemala S.A.	235.709.701	(237.121.863)	(909.429)	(38.173)	(46.385)	**(2.406.149)**
Enel Renovable S.R.L.	58.612.096	(33.111.234)	(13.334.828)	-	(3.471.067)	**8.694.967**

La información financiera al 31 de diciembre de 2025 para el estado de situación financiera y al 30 de septiembre de 2025 para el estado de resultado de las sociedades sobre las cuales la Compañía tiene participación directa es la siguiente:

Compañías Colombia:

Estado de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	$ 23.378.966	$ 7.473.491	**$ 30.852.457**	$ 14.499.989	$ 2.177.851	$ 14.174.617	**$ 30.852.457**

Estado de Resultados:

	Ingresos	Costos y gastos	Resultado financiero	Resultado en venta de activos	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad del periodo
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	$ 104.829.751	$ (96.212.946)	$ (204.920)	$ 4.343	$ (3.028.467)	**$ 5.387.761**

Compañías Centroamérica:

Estado de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio
Enel Panamá CAM S.R.L.	$ 456.473.727	$ 1.078.816.227	**$ 1.535.289.954**	$ 231.950.969	$ 2.802.054	$ 1.300.536.931	**$ 1.535.289.954**
Renovables de Guatemala, S.A.	171.349.148	1.040.716.904	**1.212.066.052**	10.044.372	-	1.202.021.680	**1.212.066.052**
Generadora de Occidente S.A.	216.462.016	206.114.677	**422.576.693**	128.752.576	46.346.115	247.478.002	**422.576.693**
Enel Costa Rica CAM S.A.	27.126.844	84.293.228	**111.420.072**	6.765.799	372.069	104.282.204	**111.420.072**
Tecnoguat, S.A.	10.543.244	63.000.999	**73.544.243**	2.481.492	-	71.062.751	**73.544.243**
Enel Guatemala S.A.	53.110.045	21.559.642	**74.669.687**	44.834.461	11.401.075	18.434.151	**74.669.687**
Enel Renovable S.R.L.	36.752.431	515.244.548	**551.996.979**	332.155.450	51.783.971	168.057.558	**551.996.979**

Estado de Resultados:

	Ingresos	Costos y gastos	Resultado financiero	Resultado en venta de activos	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad/pérdida del periodo
Enel Panamá CAM S.R.L.	$ 410.417.726	$ (200.610.564)	$ (12.736.498)	$ -	$ (69.819.233)	**$ 127.251.431**
Renovables de Guatemala, S.A.	95.502.888	(59.060.744)	105.155	2.133	(6.718.955)	**29.830.477**
Generadora de Occidente S.A.	53.348.040	(21.471.129)	(546.655)	(58.099)	(3.820.515)	**27.451.642**
Enel Costa Rica CAM S.A.	61.423.582	(44.745.525)	(7.604.479)	-	(4.679.451)	**4.394.127**
Tecnoguat, S.A.	10.141.863	(7.358.849)	421	-	(757.932)	**2.025.503**
Enel Guatemala S.A.	232.977.108	(233.492.684)	(877.910)	(403.918)	(31.377)	**(1.828.781)**
Enel Renovable S.R.L.	58.304.674	(31.677.943)	(13.072.329)	-	(3.837.798)	**9.716.604**

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

La información financiera al 30 de septiembre de 2026 de la asociada es la siguiente:

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	Utilidad del periodo
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	$ 44.463.153	$ 23.181.905	$ 21.281.248	$ 44.463.153	$ 6.173.907

La información financiera al 31 de diciembre de 2025 para el estado de situación financiera y al 30 de septiembre de 2025 para el estado de resultado de la asociada 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	$ 5.785.792

El detalle del efecto en resultado de las inversiones de la Compañía actualizadas por el método de participación patrimonial es el siguiente:

Compañías Colombia:

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso/Gasto Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2026	Ingreso/Gasto Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2025
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	$ 1.234.781	$ 1.157.158
Enel X Way Colombia S.A.S. (1)	-	40.820
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) (1)	-	(4.339)
Colombia ZE S.A.S. (1)	-	(6.604.903)
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	(2.421.579)	5.387.761
Total	**$ (1.186.798)**	**$ (23.503)**

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso/Gasto Periodo de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2026	Ingreso/Gasto Periodo de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2025
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	$ 120.574	$ 146.201
Enel X Way Colombia S.A.S.	-	1.636.481
Colombia ZE S.A.S.	-	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	1.205.513	4.771
Total	**$ 1.326.087**	**$ 1.787.453**

(1) Al 30 de septiembre de 2026, la Compañía no tiene participación sobre estas empresas por lo tanto no se reconoce método de participación; esto dado a que Enel X Way Colombia S.A.S. fue liquidada al 31 de diciembre de 2025, Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) fue liquidada al 30 de enero de 2025 y la participación sobre Colombia ZE S.A.S. fue vendida el 28 de mayo de 2025.

Compañías Centroamérica:

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso/Gasto Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2026	Ingreso/Gasto Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2025
Enel Panamá CAM S.R.L.	$ 102.464.977	$ 127.209.056
Generadora de Occidente, S.A.	21.562.255	27.229.276
Enel Costa Rica CAM S.A.	11.526.625	4.394.127
Renovables de Guatemala S.A.	3.145.053	29.830.447
Enel Renovable S.R.L.	86.089	96.204
Generadora Montecristo S.A. (1)	-	1.770.281
Enel Guatemala S.A.	(2.405.908)	(1.828.598)
Tecnoguat S.A.	(4.866.982)	1.519.127
Total	**$ 131.512.109**	**$ 190.219.920**

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso/Gasto Periodo de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2026	Ingreso/Gasto Periodo de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2025
Enel Panamá CAM S.R.L.	$ 27.142.578	$ 45.659.397
Enel Costa Rica CAM S.A.	3.750.038	9.613.864
Generadora de Occidente, S.A.	2.181.064	12.442.068
Enel Guatemala S.A.	1.084.467	(1.355.054)
Enel Renovable S.R.L.	24.675	22.424
Generadora Montecristo S.A.	-	-
Renovables de Guatemala S.A.	(3.399.826)	12.910.109
Tecnoguat S.A.	(5.523.635)	794.769
Total	**$ 25.259.361**	**$ 80.087.577**

(1) El 3 de abril de 2025 quedó inscrita ante el Registro Mercantil General de la República de Guatemala la fusión con Generadora de Occidente, S.A.

12. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

Activos Intangibles	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Construcciones y avances de obras (1)	$ 199.501.709	$ 213.607.937
Programas informáticos (2)	194.120.323	229.921.066
Derechos y servidumbres (3)	102.057.871	103.682.920
Costos de desarrollo (4)	8.711.493	4.376.085
Licencias (5)	8.342.197	5.398.903
Activos intangibles, neto	**$ 512.733.593**	**$ 556.986.911**
Costo		
Construcciones y avances de obras	199.501.709	213.607.937
Programas informáticos	1.108.262.549	1.045.508.234
Derechos y servidumbres	189.357.824	186.919.715
Costos de desarrollo	45.314.363	40.595.489
Licencias	100.880.651	95.960.555
Otros recursos intangibles	3.869.414	3.869.414
Activos Intangibles, bruto	**$ 1.647.186.510**	**$ 1.586.461.344**
Amortización		
Programas informáticos	(914.142.226)	(815.587.168)
Derechos y servidumbres	(87.299.953)	(83.236.795)
Costos de desarrollo	(36.602.870)	(36.219.404)
Licencias	(92.538.454)	(90.561.652)
Otros activos intangibles identificables	(3.869.414)	(3.869.414)
Amortización acumulada	**$ (1.134.452.917)**	**$ (1.029.474.433)**

(1) Las construcciones y avances de obras están compuestos por las ejecuciones y adquisiciones de los proyectos que se relacionan a continuación:

Proyecto	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Obligaciones ambientales impuestas por la CAR -Cadena Río Bogotá	$ 92.807.713	$ 92.807.713
Bd -Valledupar	24.601.398	16.356.078
Bd - Chinú	22.327.164	21.969.238
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	20.833.707	30.267.835
Desarrollo de nuevas soluciones	11.558.771	4.030.028
Otros proyectos corporativos y comerciales - ICT y renovables	7.466.933	9.462.680
Proyecto E-home	6.635.540	17.137.000
Salesforce	6.441.097	6.879.562
Evolutivos técnicos y de negocio	3.843.145	3.894.708
Proyecto Enel flex	1.686.240	1.575.135
Proyecto Fiori	1.300.001	-
CROSS Nuevos desarrollos de tecnologías cruzadas	-	1.529.988
Proyecto Miglioramento performance	-	3.331.348
Bd - solar - Guayepo	-	2.810.827
Liquidadores CFC, project y NewCo	-	1.503.489
Plan Data	-	52.308
Total construcciones en curso	**$ 199.501.709**	**$ 213.607.937**

(2) La disminución corresponde principalmente a la amortización por $(98.555.058), traspasos por $62.754.315; asociado a los siguientes proyectos: ICT Colombia por $(23.442.744); proyectos de infraestructura global por $(8.445.319), 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 $(3.912.680).

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

	Costos de desarrollo	Derechos y servidumbres	Licencias	Programas informáticos	Construcciones y avances de obras	Activos Intangibles
Saldo inicial al 01 de enero de 2025	**$ 24.863.329**	**$ 98.125.901**	**$ 1.306.363**	**$ 285.941.051**	**$ 223.156.868**	**$ 633.393.512**
Adiciones	-	10.609.551	-	-	80.123.237	90.732.788
Traspasos	18.048.004	4.595	5.954.625	75.582.886	(99.590.110)	-
Retiros	(25.474.550)	-	-	-	-	(25.474.550)
Amortización	(639.784)	(5.057.127)	(1.862.085)	(131.602.871)	-	(139.161.867)
Otros incrementos (decrementos)	(12.420.914)	-	-	-	9.917.942	(2.502.972)
Total movimientos	**(20.487.244)**	**5.557.019**	**4.092.540**	**(56.019.985)**	**(9.548.931)**	**(76.406.601)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	**$ 4.376.085**	**$ 103.682.920**	**$ 5.398.903**	**$ 229.921.066**	**$ 213.607.937**	**$ 556.986.911**
Adiciones (a)	-	-	-	-	63.109.545	63.109.545
Traspasos (b)	-	2.438.109	4.920.096	62.754.315	(70.112.520)	-
Amortización	(383.466)	(4.063.158)	(1.976.802)	(98.555.058)	-	(104.978.484)
Otros incrementos (decrementos) (c)	4.718.874	-	-	-	(7.103.253)	(2.384.379)
Total movimientos	**4.335.408**	**(1.625.049)**	**2.943.294**	**(35.800.743)**	**(14.106.228)**	**(44.253.318)**
Saldo final al 30 de septiembre de 2026	**$ 8.711.493**	**$ 102.057.871**	**$ 8.342.197**	**$ 194.120.323**	**$ 199.501.709**	**$ 512.733.593**

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

Principales proyectos	Del 1 enero al 30 de septiembre de 2026
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	$ 13.886.231
Proyecto E-home	10.292.577
Valledupar	8.245.319
Proyecto Salesforce	7.860.742
Proyecto Resiliencia	5.369.562
Proyecto Beportachu	4.059.891
Incrementos de proyectos y desarrollos ICT	3.792.204
Evolutivos técnicos y de negocio	3.380.366
Grid Blue Sky	1.993.854
Otros proyectos y desarrollos de ICT	1.856.699
Proyecto Fiori	1.300.003
Proyecto actividades de remediación	580.878
DH people	491.219
Total	**$ 63.109.545**

(b) Al 30 de septiembre 2026 los traspasos por software están asociados a los siguientes proyectos:

Principales proyectos	Del 1 enero al 30 de septiembre de 2026
Proyecto E-home	$ 20.795.038
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	20.250.968
Proyecto Salesforce	8.299.206
Proyecto Dominios plataforma GBS	5.170.022
Evolutivos técnicos y de negocio	3.696.418
Proyecto Cybersecurity	3.543.999
Proyecto sistema de lectura ADL	2.332.400
Proyecto CROSS Adoption	1.529.989
Proyecto Resiliencia	1.299.992
Plant Data	1.050.599
Grid Blue Sky	789.310
Evolutivos tecnicos y de negocio	576.594
Proyecto Flujo de efectivo	279.973
Proyecto Pronos	157.651
DH People	137.415
Local Systems Colombia	109.897
Global SAP	71.574
Cyberseguridad	21.475
Total	**$ 70.112.520**

(c) Al 30 de septiembre de 2026 los otros incrementos/decrementos por $(2.384.379) corresponden principalmente a traslados de intangibles a la propiedad planta y equipo en la línea de renovables en los proyectos de Guayepo y La Loma por $(5.177.942) y en la línea de distribución por el traslado de propiedad planta y equipo al intangible por servidumbres de nueva esperanza por $2.793.563.

(3) Dentro de los derechos se presentan como intangibles las erogaciones para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil, proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco para la producción de la Central Pagua. La amortización se reconoce por el método de línea recta en un 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.

(4) El aumento por $4.335.408 corresponde a la amortización por $(383.466) y al traslado del intangible a la propiedad planta y equipo por $4.718.874.

(5) La variación corresponde principalmente al aumento de capitalizaciones para el pilar de distribución M&R y GBS.

Al 30 de septiembre de 2026 la Compañía no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 30 de septiembre de 2026 no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

Al 30 de septiembre 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		
Concepto	**2026**	**2025**
Derechos y servidumbre	30	30
Costos de desarrollo	7	7
Licencias	4	4
Programas Informáticos	3	3

13. Propiedades, planta y equipo, neto

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Plantas y equipos	$ 18.038.410.409	$ 17.587.317.679
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	7.983.301.909	7.504.446.512
Plantas de generación hidroeléctrica	6.951.319.824	7.174.921.980
Renovables	2.521.430.975	2.337.689.962
Plantas de generación termoeléctrica	582.357.701	570.259.225
Construcción en curso (1) (*)	2.213.455.549	2.642.956.639
Edificios	2.027.332.618	1.603.520.052
Terrenos	560.340.917	542.595.474
Arrendamientos financieros	274.581.904	270.800.637
Activos por uso NIIF 16	274.581.904	270.800.637
Terrenos	162.396.840	150.116.505
Edificios	88.505.995	90.045.823
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	23.679.069	30.638.309
Instalaciones fijas y otras	129.318.737	50.978.817
Otras instalaciones	52.430.090	45.405.098
Instalaciones fijas y accesorios	76.888.647	5.573.719
Propiedades, plantas y equipos, neto	**$ 23.243.440.134**	**$ 22.698.169.298**

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Costo		
Plantas y equipos	29.829.371.642	28.939.113.219
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	14.816.865.939	14.137.409.257
Plantas de generación hidroeléctrica	11.074.080.260	11.162.464.707
Renovables	2.759.602.115	2.508.397.746
Plantas de generación termoeléctrica	1.178.823.328	1.130.841.509
Construcción en curso	2.213.455.549	2.642.956.639
Edificios	2.275.472.601	1.804.453.756
Terrenos	560.340.917	542.595.474
Arrendamientos financieros	388.834.648	364.066.379
Instalaciones fijas y otras	839.602	839.602
Activos por uso NIIF 16	387.995.046	363.226.777
Terrenos	199.362.005	182.166.158
Edificios	107.751.291	104.526.459
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	80.881.750	76.534.160
Instalaciones fijas accesorios y otras	499.324.786	290.634.239
Otras instalaciones	280.601.691	261.725.896
Instalaciones fijas y accesorios	218.723.095	28.908.343
Propiedades, plantas y equipos, bruto	**$ 35.766.800.143**	**$ 34.583.819.706**
Depreciación y deterioro del valor de propiedad, planta y equipo		
Plantas y equipos (**)	(11.790.961.233)	(11.351.795.540)
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	(6.833.564.030)	(6.632.962.745)
Plantas de generación hidroeléctrica	(4.122.760.436)	(3.987.542.727)
Renovables	(238.171.140)	(170.707.784)
Plantas de generación termoeléctrica	(596.465.627)	(560.582.284)
Edificios	(248.139.983)	(200.933.704)
Arrendamientos financieros	(114.252.744)	(93.265.742)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(113.413.142)	(92.426.140)
Terrenos	(36.965.165)	(32.049.653)
Edificios	(19.245.296)	(14.480.636)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(57.202.681)	(45.895.851)
Instalaciones fijas, accesorios y otras	(370.006.049)	(239.655.422)
Otras instalaciones	(228.171.601)	(216.320.798)
Instalaciones fijas y accesorios	(141.834.448)	(23.334.624)
Depreciación y deterioro acumulado	**$ (12.523.360.009)**	**$ (11.885.650.408)**

(*) 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) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuados por la Compañía al 30 de septiembre de 2026:

Principales proyectos	Al 30 de septiembre de 2026
Líneas, redes y subestaciones	$ 1.102.734.025
Proyectos de energía renovable:	
Solar El Paso	436.471.652
Solar Atlántico	275.626.714
Solar Guayepo	21.516.421
Solar La Loma	5.474.179
Mejoras, reposiciones y modernizaciones efectuadas en las centrales de generación	336.066.980
Iluminación pública	26.853.276
Otros proyectos de inversión en centrales de generación, renovables y distribución	8.712.302
Total construcciones en curso	**$ 2.213.455.549**

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

				Plantas y Equipos				
	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas de Generación Hidroeléctrica, termoeléctrica y renovables	Subestaciones, Instalaciones y Redes de Distribución	Instalaciones Fijas, accesorios y otros	Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo
Saldo inicial al 1 de enero de 2025	**$2.093.625.982**	**$498.575.693**	**$1.206.218.238**	**$9.588.605.132**	**$6.704.842.945**	**$61.715.837**	**$242.771.279**	**$20.396.355.106**
Adiciones	2.892.488.920	-	2.636.126	-	3.648.574	-	47.718.212	2.946.491.832
Traspasos	(2.413.590.620)	64.786.746	432.522.388	678.259.845	1.230.949.761	7.071.880	-	-
Retiros	-	(9.971.150)	-	(801.251)	(13.570.296)	(1.244.169)	-	(25.586.866)
Gasto por depreciación	-	-	(42.253.620)	(297.469.526)	(421.424.472)	(16.348.129)	(25.436.575)	(802.932.322)
Otros incrementos (decrementos)	70.432.357	(10.795.815)	4.396.920	114.276.967	-	(216.602)	5.747.721	183.841.548
Total movimientos	549.330.657	44.019.781	397.301.814	494.266.035	799.603.567	(10.737.020)	28.029.358	2.301.814.192
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	**$2.642.956.639**	**$542.595.474**	**$1.603.520.052**	**$10.082.871.167**	**$7.504.446.512**	**$50.978.817**	**$270.800.637**	**$22.698.169.298**
Adiciones (a)	1.268.484.824	-	-	-	-	-	846.491	1.269.331.315
Traspasos(b)	(1.704.588.236)	24.485.146	465.967.087	311.111.633	798.081.507	104.942.863	-	-
Retiros (c)	-	-	(1.087)	(4.300.169)	(3.514.852)	(1.272)	(1.663.308)	(9.480.688)
Gasto por depreciación	-	-	(47.331.376)	(241.187.199)	(314.465.528)	(26.589.194)	(21.641.427)	(651.214.724)
Otros incrementos (decrementos)(d)	6.602.322	(6.739.703)	5.177.942	(93.386.932)	(1.245.730)	(12.477)	26.239.511	(63.365.067)
Total movimientos	(429.501.090)	17.745.443	423.812.566	(27.762.667)	478.855.397	78.339.920	3.781.267	545.270.836
Saldo final al 30 de septiembre de 2026	**$2.213.455.549**	**$560.340.917**	**$2.027.332.618**	**$10.055.108.500**	**$7.983.301.909**	**$129.318.737**	**$274.581.904**	**$23.243.440.134**

(a) Al 30 de septiembre 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 de enero al 30 de septiembre de 2026
Líneas y redes	Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución	574.401.075
Subestaciones y centros de Transformación	Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	190.817.888
Solar Atlántico	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	161.982.727
Solar Guayepo	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	101.337.365
CH-Guavio	Sedimentación Guavio fase I; sistema estator; recuperación rodetes, ductos, transformadores y turbina de la central	80.975.569
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	38.450.274
CC-Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, Proyectos OCM y mejoramiento ambiental BEEP	29.685.065
Solar La Loma	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	16.073.521
CH- Paraiso	Automatización y telecontrol centrales; modernización cargadores de baterías central Paraíso; sistemas de turbina Guaca y Paraíso; estabilización talud Paraíso.	14.289.334
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.	12.900.283
CH- Guaca	Sistema de automatización y telecontrol; recuperación transformadores y turbina	12.422.300
Otras inversiones	Obras civiles y mobiliarios centrales hidroeléctricas y térmicas	12.224.020
Sedes Administrativas y Comerciales	Obras civiles, equipos, mobiliarios, equipos de cómputo del edificio Calle 93 y sedes comerciales de Cundinamarca	10.601.634
Solar el Paso	Servicios auxiliares central; recuperación sistema de turbina	4.586.608
CH-Dario Valencia	Sistema de Chimenea U3 y recuperación calderas central unidades 2 y 3, mantenimiento turbina	3.578.864
Solar Fundación	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	3.138.082
CH-Tequendama	Recuperación turbinas y modernización sistemas auxiliares	1.020.215
Arrendamientos financieros	Contratos de maquinaria y vehículos	846.491
	Total adiciones	**$ 1.269.331.315**

(b) Al 30 de septiembre de 2026, los traspasos de activos de curso a explotación se efectuaron en los siguientes conceptos y corresponden a mejoras en los equipos, mantenimientos mayores, modernizaciones para mejorar el desempeño, confiablidad y eficiencia en las plantas; así mismo, en la línea de distribución se concluyen diferentes proyectos y avances en la entrega de compras de activos de apoyo, tal como se refleja a continuación:

Proyecto	Total activación
Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT), transformadores de distribución e iluminación pública	$681.344.905
Atlántico	541.164.734
Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	266.171.422
Guayepo	104.876.121
Inversión en activos de apoyo en curso como terrenos, construcciones y edificaciones Administrativas, maquinaria, equipo de cómputo y comunicación y vehículos.	56.032.517
CH-Centrales menores (Rio Bogotá)	27.996.103
Mobiliario y equipos de cómputo y comunicación	11.385.281
CH- Guaca, Paraíso y Guavio	11.037.258
CH-Quimbo y Betania	3.333.830
La Loma	832.479
CC-Termozipa	404.401
Fundación	9.185
Total activación	**$ 1.704.588.236**

(c) Al 30 de septiembre de 2026 se realizaron bajas por $(9.480.688) correspondientes a plantas y equipos por $(7.298.110); baja en contrato de arrendamientos de terrenos por $(1.663.308) y otros por $(519.270).

(d) Al 30 de septiembre 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 $(85.225.655); arrendamiento financiero por renegociación de contratos y aumentos por IPC por $26.239.511.

Al 30 de septiembre de 2026 la Compañía presenta propiedad, planta y equipos (terrenos) cuya titularidad tiene restricción así: i) Quimbo por $25.581.482; ii) Guavio y Río Bogotá por $713.610 y iii) Terreno Subestación Chía por $235.173.

Al 30 de septiembre de 2026 la Compañía presenta en funcionamiento las unidades disponibles para generación en las centrales y distribución en las subestaciones y redes.

Al 30 de septiembre de 2026 y de conformidad con lo establecido en la política contable de la Compañía, se evaluaron las vidas útiles de la propiedad, planta y equipo y no presentan cambios. 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	
Clases de propiedad, planta y equipo	**2026**	**2025**
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	54	54
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	28	28
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	28	28
Torres de medición eólica	-	1
Estaciones solares	25	26
Paneles y Misceláneos	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	42	42
Instalaciones fijas, accesorios y otras	8	9
Activos para uso NIIF 16		
Edificios	35	35
Terrenos	27	27

	Promedio de años de vida útil de años remanente	
Clases de propiedad, planta y equipo	**2026**	**2025**
Vehículos	1	1

14. Otros pasivos financieros

	Al 30 de septiembre de 2026			Al 31 de diciembre de 2025		
	Corriente			Corriente		
	Capital	Intereses	No Corriente	Capital	Intereses	No Corriente
Obligaciones Bancarias (1)	$ 522.520.267	$ 192.987.749	$ 7.259.155.909	$ 1.250.718.964	$ 140.559.450	$ 7.324.344.834
Bonos emitidos (2)	250.000.000	9.933.758	722.425.614	-	9.088.313	972.398.128
Obligaciones por leasing (3)	24.549.549	8.538.164	236.783.059	26.569.133	7.981.269	231.715.145
Instrumentos derivados (4)	15.662.225	-	-	7.891.790	-	24.443
	$ 812.732.041	**$ 211.459.671**	**$ 8.218.364.582**	**$ 1.285.179.887**	**$ 157.629.032**	**$ 8.528.482.550**

(1) El detalle de las obligaciones por préstamos de deuda al 30 de septiembre 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
MUFG Bank Ltda.	15,78%	12/4/2028	$ 128.955.273	$ 113.937.500	$ 242.892.773	$ 227.875.000	$ -	$ -	$ -	$ -	$ 227.875.000
Banco BBVA Colombia S.A.	5,80%	2/11/2026	220.088.226	-	220.088.226	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	13,19%	28/4/2029	3.426.854	50.000.000	53.426.854	50.000.000	50.000.000	-	-	-	100.000.000
International Finance Corporation	15,13%	15/10/2031	40.276.333	-	40.276.333	-	60.557.850	60.557.850	351.235.530	728.908.045	1.201.259.275
European Investment Bank	12,94%	28/11/2033	26.891.615	-	26.891.615	-	-	-	-	593.857.152	593.857.152
European Investment Bank	12,94%	28/11/2033	21.129.126	-	21.129.126	-	-	-	-	466.602.048	466.602.048
Bancolombia S.A.	14,26%	5/4/2028	15.990.187	-	15.990.187	480.000.000	-	-	-	-	480.000.000
European Investment Bank	13,58%	22/7/2035	5.243.400	5.020.550	10.263.950	5.020.550	5.020.550	5.020.550	5.020.550	170.698.700	190.780.900
Bancolombia S.A.	13,71%	26/11/2032	10.175.750	-	10.175.750	-	-	-	-	775.000.000	775.000.000
European Investment Bank	13,00%	22/7/2035	5.019.447	5.020.550	10.039.997	5.020.550	5.020.550	5.020.550	5.020.550	170.698.700	190.780.900
Bancolombia S.A.	13,96%	28/7/2028	9.909.039	-	9.909.039	411.000.000	-	-	-	-	411.000.000
Bancolombia S.A.	13,99%	26/2/2031	1.806.552	5.250.000	7.056.552	7.000.000	7.000.000	7.000.000	2.916.667	-	23.916.667
European Investment Bank	13,54%	28/11/2033	7.033.897	-	7.033.897	-	-	-	-	148.464.288	148.464.288
Bancolombia S.A.	13,53%	23/7/2036	6.340.698	-	6.340.698	-	31.451.875	31.451.875	31.451.875	157.259.375	251.615.000
European Investment Bank	13,54%	28/11/2033	5.526.633	-	5.526.633	-	-	-	-	116.650.512	116.650.512
Banco de Bogotá S.A.	10,82%	19/2/2035	240.800	5.104.167	5.344.967	8.750.000	8.750.000	8.750.000	8.750.000	29.895.833	64.895.833
Banco Davivienda S.A.	13,57%	13/3/2029	1.329.967	3.750.000	5.079.967	5.000.000	2.500.000	-	-	-	7.500.000
Banco Popular S.A.	13,80%	26/11/2029	3.832.500	-	3.832.500	-	-	300.000.000	-	-	300.000.000
Banco de Bogotá S.A.	13,92%	15/8/2034	740.302	1.875.000	2.615.302	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	7.291.667	17.291.667
Banco BBVA Colombia S.A.	13,15%	19/10/2027	2.591.850	-	2.591.850	100.000.000	-	-	-	-	100.000.000
Banco Davivienda S.A.	13,92%	22/12/2030	2.197.470	-	2.197.470	-	-	-	660.000.000	-	660.000.000
Banco Davivienda S.A.	13,85%	26/11/2031	1.657.500	-	1.657.500	-	-	-	-	125.000.000	125.000.000
Bancolombia S.A.	12,90%	30/11/2027	1.650.667	-	1.650.667	150.000.000	-	-	-	-	150.000.000
Bancolombia S.A.	13,60%	30/11/2028	1.030.818	-	1.030.818	-	89.000.000	-	-	-	89.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	13,79%	11/9/2030	953.694	-	953.694	-	-	130.000.000	-	-	130.000.000
Banco de Bogotá S.A.	13,93%	19/3/2031	922.940	-	922.940	-	-	-	207.666.667	-	207.666.667
Bancolombia S.A.	13,00%	23/12/2027	554.311	-	554.311	200.000.000	-	-	-	-	200.000.000
Banco Davivienda S.A.	10,82%	27/2/2036	34.400	-	34.400	2.187.500	3.750.000	3.750.000	3.750.000	16.562.500	30.000.000
Total Créditos			**$ 525.550.249**	**$ 189.957.767**	**$ 715.508.016**	**$ 1.654.353.600**	**$ 265.550.825**	**$ 554.050.825**	**$ 1.278.311.839**	**$ 3.506.888.820**	**$ 7.259.155.909**

El detalle de las obligaciones por préstamos de deuda al 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
Scotiabank Colpatria S.A.	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 Ltda.	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 Fiance	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

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
Banco 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 adquirieron las siguientes obligaciones financieras:

Entidad	Fecha de desembolso	Fecha de vencimiento	Años	Monto	Tasa
Bancolombia S.A.	23 de Julio de 2026	23 de Julio de 2036	10	$ 251.615.000	IBR 3M+1,15%
Davivienda S.A. (Findeter)	27 de febrero de 2026	27 de febrero de 2036	10	$ 30.000.000	IBR 1M - 1%
			Total	**$ 281.615.000**	

Y se pagaron las siguientes obligaciones financieras:

- Banco Davivienda S.A. con vencimientos el día 13 de cada mes, durante los primeros nueve meses 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 pagos mensuales desde el 15 de septiembre de 2026 por $(208.333).
- 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) y el 15 de julio por $(75.000.000)
- Scotiabank Colpatria 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).
- European Investment Bank con pagos el 22 y 27 de julio cada uno por $(5.020.550).

Pago anticipado de crédito 2026 por excedente de caja así:

- Banco Itaú S.A. el 23 de febrero de 2026 por $(159.000.000).
- Bancolombia S.A. el 31 de agosto de 2026 por $(260.000.000).

Al 30 de septiembre de 2026, la Compañía dispone de $4.416.320.998 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 septiembre de 2026, la ratio Deuda Neta/ EBITDA se ubicó en 1,0 veces, cumpliendo con el límite establecido en estos contratos.

(2) La variación de bonos al 30 de septiembre de 2026 corresponde a:

Distribución: Pago de intereses Bono B12-18 por $(10.860.160), Bono B7-2020 por $(15.015.250) y Bono B10-19 por $(13.762.000); periodificación de intereses por $40.258.580 y amortización costos de transacción por $27.486.

Generación: Pago de intereses Bono B16-14 por $(11.804.812) y Bono B15 Quimbo por $(13.983.600); periodificación intereses por $ 26.012.687.

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

			Corriente						
Serie	Tasa EA	Tasa EA	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	3 a 4 años	4 a 5 años	Total no corriente
B7-2020	8,84%	Variable	$ 2.156.750	$ 250.000.000	$ 252.156.750	$ -	$ -	$ -	$ -
B12-18	10,05%	Variable	3.479.520	-	3.479.520	-	-	160.000.000	160.000.000
B16-14	10,65%	Variable	2.085.688	-	2.085.688	-	-	162.449.630	162.449.630
B10-19	10,02%	Variable	1.259.800	-	1.259.800	-	200.000.000	-	200.000.000
B15-12	10,11%	Variable	952.000	-	952.000	199.975.984	-	-	199.975.984
			$ 9.933.758	**$ 250.000.000**	**$ 259.933.758**	**$ 199.975.984**	**$ 200.000.000**	**$ 322.449.630**	**$ 722.425.614**

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

			Corriente					
Serie	Tasa EA	Tasa EA	Menor a 90 días	Total Corriente	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	Total no corriente
B12-18	9,08%	Variable	$ 3.156.000	$ 3.156.000	$ -	$ -	$ 160.000.000	$ 160.000.000
B7-2020	7,88%	Variable	1.928.500	1.928.500	250.000.000	-	-	250.000.000
B16-14	9,67%	Variable	1.901.413	1.901.413	-	-	162.438.768	162.438.768
B10-19	9,05%	Variable	1.190.400	1.190.400	-	200.000.000	-	200.000.000
B15-12	9,13%	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**

(3) A continuación, el detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025:

	Al 30 de septiembre de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos (a)	$ 12.547.191	$ 156.114.646	$ 12.481.530	$ 140.224.805
Vehículos (b)	11.997.501	12.977.626	13.382.355	18.113.255
Edificios (c)	8.543.021	67.690.787	8.686.517	73.377.085
Total	**$ 33.087.713**	**$ 236.783.059**	**$ 34.550.402**	**$ 231.715.145**

(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 $13.309.733, ajustes por IPC en contratos por $8.623.057 y amortización de capital y pago de intereses por $(5.977.288).

(b) La variación corresponde a la amortización de capital y pago de intereses por $(11.468.059), ajustes por IPC en contratos por $3.582.354, firma de nuevos contratos por $846.492 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 $518.730.

(c) La variación corresponde a la amortización de capital y pago de intereses por $(6.035.432), ajustes por IPC en contratos por $135.829 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 $69.809.

(4) Al 30 de septiembre de 2026, la principal variación corresponde a la constitución de quince (15) 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	Inversiones/proyecto	Bank of America	Cash Flow Hedge	28/1/2027	2.350.000	USD	4.643,00	$ 2.782.818
Trading	Energia	Derivex S.A.	Trading	31/10/2026	-	COP	3.341,23	1.922.390
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Goldman Sachs International	Cash Flow Hedge	21/5/2027	742.321.440	COP	IBR180 O/N	1.703.420
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	3/11/2026	2.380.000	USD	3.722,00	1.507.637
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Goldman Sachs International	Cash Flow Hedge	21/5/2027	583.252.560	COP	IBR180 O/N	1.338.401
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	30/11/2026	2.050.000	USD	3.722,00	1.300.097
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	3/11/2026	1.000.000	USD	3.877,80	764.729
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	30/11/2026	1.000.000	USD	3.877,80	757.996
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	4/1/2027	1.000.000	USD	3.877,80	750.147
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Banco BBVA Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	26/2/2027	775.000.000	COP	IBR 3M	649.032
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	30/12/2026	1.390.000	USD	3.556,00	506.745
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	3/11/2026	910.000	USD	3.556,00	321.440
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	30/6/2027	1.000.000	USD	3.440,00	236.321
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	30/11/2026	660.000	USD	3.556,00	236.021
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	1/6/2027	1.000.000	USD	3.440,00	233.317
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	2/8/2027	1.000.000	USD	3.415,00	202.347
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BPN Paribas	Cash Flow Hedge	4/1/2027	280.000	USD	3.722,00	177.893
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Banco BBVA Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/8/2027	1.000.000	USD	3.368,00	152.278
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Itaú Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	15/1/2027	391.602.900	COP	IBR180 O/N	119.196
							Total valoración	**$ 15.662.225**

*3M: Tres meses, O/N: Overnight

Al 31 de diciembre de 2025, se tenían constituidos veintidós (22) derivados de cobertura 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 Colpatria 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	Energia	Derivex S.A.	Trading	31/1/2026	-	COP	3.757,08	930.980	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	2/1/2026	1.250.000	USD	4.128,50	671.850	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	1/6/2026	7.000.000	USD	3.877,80	510.649	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	30/6/2026	7.000.000	USD	3.877,80	492.363	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2026	7.000.000	USD	3.877,80	452.583	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria 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 Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	27/2/2026	1.000.000	USD	3.877,80	94.545	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	31/3/2026	1.000.000	USD	3.877,80	90.084	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	30/4/2026	1.000.000	USD	3.877,80	78.759	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	1/6/2026	1.000.000	USD	3.877,80	72.950	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	30/6/2026	1.000.000	USD	3.877,80	70.338	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	31/7/2026	1.000.000	USD	3.877,80	64.655	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	31/8/2026	1.000.000	USD	3.877,80	58.856	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	30/9/2026	1.000.000	USD	3.877,80	56.041	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	3/11/2026	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 Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	30/11/2026	1.000.000	USD	3.877,80	35.799	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatria S.A.	Cash Flow Hedge	4/1/2027	1.000.000	USD	3.877,80	-	24.443
							Total valoración	**$ 7.891.790**	**$ 24.443**

15. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 30 de septiembre de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	$ 1.274.205.275	$ -	$ 1.424.425.196	$ -
Proveedores por compra de energía y gas (2)	598.270.055	-	496.514.796	-
Otras cuentas por pagar (3)	275.991.540	298.271.335	246.612.606	251.755.096
	$ 2.148.466.870	**$ 298.271.335**	**$ 2.167.552.598**	**$ 251.755.096**

(1) Al 30 de septiembre 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 $120.409.847, Bancolombia S.A. por $100.508.448 y Citibank Colombia S.A. por $18.591.879.

Adicionalmente las cuentas por pagar a proveedores son:

Proveedor	Valor
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Colombia S.A.	$ 62.660.255
Bogota Distrito Capital	53.035.533
Dominion Colombia S.A.	44.827.138
Deltec S.A.	44.618.326
Mecánicos Asociados S.A.S.	43.470.294
Eiffage Energía Colombia S.A.S.	37.137.658
J E Jaimes Ingenieros S.A.S.	28.829.758
Sicte S.A.S.	26.987.803
Soltec Trackers Colombia S.A.S.	24.564.294
Soltec Energías Renovables S.L.	20.261.904
Parque Solar Puerta de Oro	17.102.331
Powerchina International Group Limited.	16.599.778
Inmel Ingenieria S.A.S.	16.304.029
Comercial de Valores Colombia	15.859.229
Cam Colombia Multiservicios S.A.S.	15.834.881
Transportadora Juannas S.A.S.	14.723.219
Andritz Hydro Ltda.	14.257.614
Instituto De Desarrollo Urbano (IDU)	12.874.558
Enertronica Santerno S.p.A.	12.476.115
Consultoria Y Medioambiente S.A.S.	12.386.662
Elecnor Servicios y Proyectos S.A.	11.216.310
Isagen S.A. E.S.P.	10.400.804
Seguridad Atlas Ltda.	10.375.260
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	9.660.760
Indústrias Electromecanica S.A.S.	9.371.217
Corporación Autonóma Regional del Magdalena	8.663.161
Indra Colombia S.A.S.	8.560.104
Accenture Ltda.	8.440.464
Atos It Solutions and Services S.A.S.	7.459.597
Banco Comercial AV Villas	7.187.357
Electroval Colombia S.A.S.	7.078.932
Prodiel Colombia S.A.S.	6.622.010
Otros	394.847.746
Total	**$ 1.034.695.101**

(2) Al 30 de septiembre de 2026 corresponde a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de distribución por $476.261.664; segmento de generación por $118.581.909, comercialización de gas por $2.940.360 y comercialización de energía con XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. por $486.122.

(3) El detalle de otras cuentas por pagar al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

	Al 30 de septiembre de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otras cuentas por pagar (a)	$ 163.097.233	$ 298.271.335	$ 159.401.043	$ 251.755.096
Saldos a favor de clientes (b)	66.676.200	-	61.361.042	-
Recaudo a favor de terceros (c)	46.218.107	-	25.850.521	-
Total otras cuentas por pagar	**$ 275.991.540**	**$ 298.271.335**	**$ 246.612.606**	**$ 251.755.096**

(a) Al 30 de septiembre de 2026 el pasivo a corto plazo corresponde a las adecuaciones de obras eléctricas ejecutadas por socios comerciales por $128.614.182, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por $34.483.051. 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 $22.646.852, y el reconocimiento de la deuda por proceso jurídico con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) por $275.624.483.

(b) Corresponde a los saldos a favor de clientes generados principalmente por mayor valor pagado y por ajustes de facturación del segmento de distribución.

(c) El saldo corresponde a los contratos de recaudo a favor de terceros así: IVA contratos de mandato por $16.312.453, Área Limpia Servicios Ambientales S.A. E.S.P. por $13.066.627, Lime S.A. E.S.P. por $10.016.908, Transglobal S.A.S. por $3.698.434 y otros recaudos de terceros por $3.123.685.

16. Provisiones

	Al 30 de septiembre de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisiones ambientales	**$ 146.134.809**	**$ 847.521.202**	**$ 226.578.844**	**$ 797.434.692**
Ambiental y obras Quimbo (1)	88.223.048	349.045.746	135.385.027	310.293.308
Plan de restauración Quimbo (1)	25.366.012	171.464.856	29.913.521	194.059.449
Provisión ambiental Río Bogotá (2)	14.502.406	32.375.894	16.513.087	8.805.115
Provisión ambiental proyectos renovables (3)	14.373.593	127.205.167	34.875.674	124.728.784
Plan de compensación CAR (4)	3.208.705	165.437.465	5.036.338	158.079.838
Otras compensaciones ambientales (5)	461.045	1.992.074	4.855.197	1.468.198
Provisión de reclamaciones legales (6)	**36.700.465**	**7.796.036**	**37.844.033**	**5.665.367**
Civiles y otros	20.428.770	1.284.331	23.649.462	-
Laborales	15.328.220	-	12.406.286	-
Sanciones	943.475	6.511.705	1.788.285	5.665.367
Desmantelamiento	**3.399.935**	**14.188.771**	**5.415.499**	**15.114.158**
Desmantelamiento de PCBs (7)	3.208.936	5.160.804	5.193.707	5.067.066
Otras provisiones de desmantelamiento	190.999	5.424.710	221.792	6.013.320
Desmantelamiento de asbesto	-	3.603.257	-	4.033.772
Otras provisiones	**57.248.983**	**47.565.311**	**72.596.175**	**55.535.336**
Provisión renta temporal (8)	26.687.064	-	32.748.484	-
Provisión vía Gama Gachalá (9)	24.493.161	45.918.822	29.838.147	50.274.392
Provisión incertidumbre fiscal (10)	3.881.463	-	3.502.025	-
Provisión recuperación Tominé	1.946.018	1.121.347	1.946.018	1.121.347
Otros (11)	241.277	525.142	4.561.501	4.139.597
Total provisiones	**$ 243.484.192**	**$ 917.071.320**	**$ 342.434.551**	**$ 873.749.553**

(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) ha impuesto nuevas obligaciones y ha ampliado el alcance de algunas obligaciones existentes, así como, ha sido necesario modificar alcances y diseños de obligaciones del acuerdo de cooperación de Quimbo, se hace necesario dotar las provisiones para garantizar los recursos del cumplimiento de las obligaciones hasta el año 2038.

Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra 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 del plan de restauración 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 septiembre de 2026 es 13,78% E.A. y a diciembre de 2025 fue 12,85% E.A.

Provisión Programa Ambiental de Inversión 1%

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

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, la Compañía hace entrega a la ANLA del Certificado Fiscal 2024.

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, numerales 1, 2, 3, 4, 5, y 6 y Artículo Segundo Numerales 1 y 3, la Compañía 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 mcte ($49.091.257), calculada sobre una base de liquidación de cuatro mil novecientos nueve millones ciento veinticinco mil seiscientos noventa y cinco pesos moneda corriente ($4.909.125.695), 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 mcte, 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.

Mediante Auto No. 3976 del 12 mayo de 2026 la misma autoridad ambiental efectuó control y seguimiento ambiental y toma las siguientes determinaciones:

“Actualizar los valores no ejecutados del Plan de Inversión del 1%, acorde con el cronograma y proyección financiera, con la fórmula establecida en el parágrafo primero del artículo 321 de la Ley 1955 del 25 de mayo de 2019, en cumplimiento del parágrafo del artículo quinto de la Resolución 462 del 8 de marzo de 2021 y el numeral 11 del artículo tercero de la Resolución 2052 del 18 de septiembre de 2024.”

Con estas medidas se busca actualizar el valor del plan de inversión de no menos del 1% de los valores no ejecutados en los diferentes años fiscales.

(2) Corresponde a la provisión derivada de las obligaciones ambientales asociadas a la construcción de plantas de tratamiento residuales, plan de reducción de olores ofensivos y plan de manejo ambiental para la operación del embalse Muña, con el fin de mitigar los impactos ambientales generados para el municipio de Sibaté y su costa. La Compañía plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación hasta el año 2038, al 30 de septiembre de 2026 los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa de 13,14% E.A. y a diciembre de 2025 es 12,79% E.A.

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

- Parque Solar Guayepo I y II: Al 30 de septiembre 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 la ANLA, el descuento de los flujos futuros a valor presente neto (VPN) con una tasa utilizada de 13,28% 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 septiembre de 2026, el valor registrado por la provisión ambiental del parque solar El Paso incluye el descuento de los flujos futuros a VPN con una la tasa utilizada de 13,04% 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 septiembre de 2026 comprende el plan de manejo ambiental y la construcción de soluciones de drenaje para el rescate y monitoreo de fauna del parque solar La Loma, incluye el descuento de los flujos futuros a VPN con una tasa utilizada de 13,28% 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 septiembre de 2026 comprende el plan de manejo y otras obligaciones ambientales requeridas por la CAR del parque solar Fundación, incluye el descuento de los flujos futuros a VPN con una tasa utilizada de 13,28% 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 septiembre de 2026, el valor registrado por la provisión ambiental del parque solar Guayepo III incluye plan de compensación y otras obligaciones ambientales requeridas por el ANLA, el descuento de los flujos futuros a VPN con una tasa utilizada de 13,28% 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.

(4) Al 30 de septiembre 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 de la Compañía en la Resolución 2984 del 9 de octubre de 2017, ejecutoriada el 10 de abril de 2018. La obligación consiste en la elaboración y ejecución de un Plan de Compensaciones asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación.

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

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

La demanda fue admitida por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca el 3 de octubre de 2023, y como consecuencia de esta actuación la CAR presentó recurso de reposición contra esta decisión, bajo el argumento de 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, la Compañía, 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 ascienden 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 septiembre de 2026, el aumento en el valor de la provisión por $5.529.994 corresponde principalmente a incremento en la indexación de la proyección por efecto del IPC y a la tasa utilizada para descontar los flujos de 13,19% E.A. con corte a septiembre de 2026 y de 12,85 % E.A. con corte a diciembre de 2025.

(5) Al 30 de septiembre 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 en su gran mayoría el 15,05% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 2 años, el cual corresponde al periodo de cumplimento 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 septiembre de 2026, el valor de las pretensiones en las reclamaciones a la Compañía por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a $4.142.550.037 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado $44.496.501 (incluye actualización financiera) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. La Administración estima que los resultados de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada serán favorables para los intereses de la Compañía y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera de la Compañía.

Concepto	Valor de la provisión a 2026	Valor de la provisión a 2025
Sanciones	$ 7.455.180	$ 7.453.652
Primas de éxito	3.755.234	4.118.021
Provisión litigios fiscales	422.865	422.865
Fallos en cumplimiento	12.000	12.000
VPN	(2.932.886)	(5.498.759)
	$ 8.712.393	**$ 6.507.779**

Las sanciones al cierre de septiembre 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)	518.290
Corporación Autónoma del Guavio	79.442
Saldo final al 30 de septiembre de 2026	**$ 7.455.180**

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 Pùblicos	516.762
Corporación Autónoma Del Guavio	79.442
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	**$ 7.453.652**

(a) Corresponde a provisión al proceso de uso del agua por parte de la Compañía. Dado que no se contaba con un equipo de medición del volumen de agua utilizado, la normativa vigente permite la estimación del consumo con base en el caudal máximo autorizado. El aumento de la capacidad instalada solo puede ser reconocido formalmente una vez que se obtenga la comunicación oficial del Ministerio de Minas y Energía (MME). Específicamente, la situación relativa a la capacidad de uso del agua del año 2016 no está amparada por una resolución formal del MME, lo que obligó a la Compañía a registrar la provisión para cubrir esta contingencia.

(b) Corresponde a la contribución adicional del 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 septiembre de 2026, el valor de las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y contratistas se detalla así:

Procesos	Calificación	N° de procesos	Valor de la contingencia	Valor provisión
Generación-Otros	Posible	25	$ 2.278.819.473	$ -
	Probable	7	7.153.873	8.819.593
	Remoto	4	112.320.000	-
Total Generación-Otros		**36**	**2.398.293.346**	**8.819.593**
Distribución-Civil	Posible	251	507.162.499	-
	Probable	34	149.196.977	6.841.315
	Remoto	12	175.830.279	-
Total Distribución-Civil		**297**	**832.189.755**	**6.841.315**
Quimbo	Posible	133	490.797.601	-
	Probable	8	11.578.130	2.210.033
	Remoto	8	6.068.248	-
Total Quimbo		**149**	**508.443.979**	**2.210.033**
Enel X Civil	Posible	40	290.270.798	-
	Probable	6	25.412.157	1.561.380
Total Enel X Civil		**46**	**315.682.955**	**1.561.380**
Distribución-Laboral	Posible	261	54.902.200	-
	Probable	23	13.038.149	14.949.767
Total Distribución-Laboral		**284**	**67.940.349**	**14.949.767**
Generación-Laboral	Posible	20	7.208.328	-
	Probable	3	775.000	931.000
Total Generación-Laboral		**23**	**7.983.328**	**931.000**
Renovables	Posible	2	1.603.000	-

Procesos	Calificación	N° de procesos	Valor de la contingencia	Valor provisión
	Probable	1	3.982.220	-
	Remoto	1	-	-
Total Renovables		**4**	**5.585.220**	**-**
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	1	80.000	-
Total Enel X Laboral		**1**	**80.000**	**-**
Total general		**853**	**4.142.550.037**	**35.784.108**

(7) Exportación de transformadores contaminados

Al 30 de septiembre de 2026 se ajusta la estimación de la provisión de acuerdo con los límites establecidos por la resolución. La variación de esta provisión obedece principalmente a los conceptos de personal, inventario de equipos de alta tensión y servicios adicionales. El saldo de la provisión al 30 de septiembre de 2026 es de $8.369.740, la Compañía actualizó la provisión descontando los flujos futuros a valor presente neto a una tasa del 15,05% 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 provisión de renta temporal con el objetivo de adecuar la estructura organizativa a los requerimientos estratégicos y operativos de la Compañía, 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 septiembre de 2026, la provisión reconocida en diciembre de 2025 para atender el Plan de Retiro Voluntario se mantiene vigente, teniendo en cuenta que la ejecución del plan continúa y que durante el último trimestre de 2026 se realizarán los ofrecimientos a los colaboradores potencialmente elegibles. En este sentido, se considera que persiste la obligación asociada al plan y, con base en la información disponible a la fecha de corte, concluye que la provisión registrada continúa siendo adecuada para cubrir los compromisos esperados derivados de su implementación.

(9) 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 la Compañía fue notificada el día 9 de mayo de 2024. La Compañía plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al año 2029, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 15,29% E.A. Durante el año 2026 se han utilizado $5.418.243. Al 30 de septiembre 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.

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

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

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

(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 la Compañía 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 a la Compañía en la dirección del RUT tal como lo señala el artículo 568 del Estatuto Tributario; (ii) La notificación de la Compañía 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, la Compañía 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 a la Compañía. 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 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 a los pagos realizados en 2026 por $2.758.725.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero y el 30 de septiembre 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**	**$ 20.529.657**	**$ 3.502.025**	**$ 1.024.013.536**	**$ 80.112.539**	**$ 32.748.484**	**$ 11.768.463**	**$ 1.216.184.104**
Actualización efecto financiero	2.567.402	749.551	-	93.002.508	(4.282.312)	-	(13.534)	92.023.615
Incremento (decremento)	13.686.976	(3.583.344)	391.067	(81.642.311)	-	(4.821.195)	58.865	(75.909.942)
Recuperaciones	(6.449.900)	-	-	-	-	-	-	(6.449.900)
Provisión utilizada	(8.817.377)	(107.158)	(11.629)	(41.717.722)	(5.418.244)	(1.240.225)	(7.980.010)	(65.292.365)
Total movimientos en provisiones	**987.101**	**(2.940.951)**	**379.438**	**(30.357.525)**	**(9.700.556)**	**(6.061.420)**	**(7.934.679)**	**(55.628.592)**
Saldo final al 30 de septiembre de 2026	**$ 44.496.501**	**$ 17.588.706**	**$ 3.881.463**	**$ 993.656.011**	**$ 70.411.983**	**$ 26.687.064**	**$ 3.833.784**	**$ 1.160.555.512**

17. Pasivos por impuestos

Impuesto sobre la renta

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

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Impuesto de renta corriente (1)	$ 1.456.742.907	$ 1.283.028.357
Obras por impuestos	40.236.309	30.236.309
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(118.360.040)	(121.846.302)
Autorretenciones a título de renta	(330.401.655)	(390.576.140)
Autorretenciones otros conceptos	(487.379.923)	(527.712.729)
Anticipo de renta	-	(37.033.791)
Saldo a favor en renta	-	(113.701.315)
Pasivos por impuestos corrientes	**$ 560.837.598**	**$ 122.394.389**

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

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del periodo	$ 1.442.346.065	$ 1.256.468.174
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	14.396.842	26.560.183
Total impuesto de renta	**$ 1.456.742.907**	**$ 1.283.028.357**

Al 30 de septiembre de 2026 se presenta pasivo por impuesto de renta corriente por $560.837.598. A diciembre de 2025 se presentó un pasivo por impuesto corriente de $122.394.389.

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 el impuesto sobre la renta se calcula a la tasa vigente. Para 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.

Precios de transferencia

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

Los deberes formales del año 2025 se presentaron a la DIAN y fueron transmitidos en debida forma el 15 de septiembre de 2026.

Las transacciones realizadas durante el año 2026 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en el año 2027 en la documentación comprobatoria e informativa en los términos establecidos por el Gobierno Nacional.

Contrato de estabilidad jurídica

A continuación, se describen los principales aspectos del contrato de estabilidad jurídica celebrado entre la Nación (Ministerio de Minas y Energía) y la Compañía, perfeccionada el 20 de diciembre del año 2010:

Objeto: La Compañía se compromete a construir la hidroeléctrica “El Quimbo”.

Monto de inversión y plazos: Las inversiones de la Compañía relacionadas con el proyecto El Quimbo comprometidas fueron de $1.922.578.143. Antes de la puesta en operación 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 a partir del 1 de enero del año 2011.

Obligaciones de las partes

a. Obligaciones de la Compañía:

- Cumplir con el monto de la inversión planeada para la construcción y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.

- Pagar la prima de conformidad con lo estipulado en el 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, la Compañía pagó $6.299.623 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión aprobada. En marzo de 2016, diciembre 2019, enero 2021, marzo 2023, diciembre de 2023, marzo 2024, diciembre 2024, marzo 2025 y diciembre 2025, la Compañía pagó $4.657.387, $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 la Compañía 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.

18. Otros pasivos no financieros

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Impuestos distintos a la renta (1)	$ 175.777.996	$ 167.043.786
Anticipos por venta de energía (2)	130.317.583	178.984.545
Anticipos de clientes por uso de redes	6.665.373	10.457.770
Ingresos diferidos	3.818.047	3.818.047
	$ 316.578.999	**$ 360.304.148**

(1) Al 30 de septiembre de 2026, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (a)	$ 128.042.090	$ 121.855.352
Provisión para pago de impuestos (b)	47.735.906	45.188.434
	$ 175.777.996	**$ 167.043.786**

a) Presenta un aumento por retenciones en la fuente a título de renta, ICA, IVA, así como a cambios en las tarifas de autorretención como consecuencia de la revocatoria de la suspensión del decreto 572 de 2025 en sentencia 30229 del Consejo de Estado.

b) La variación corresponde a la provisión de ICA que generó un aumento por $2.547.472, asociada principalmente a los ingresos gravados en el impuesto de industria y comercio.

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

Tercero	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P.	$ 22.312.505	$ 35.895.533
Americana de Energia S.A.S. E.S.P.	18.393.473	18.294.195
Caribemar de La Costa S.A.S. E.S.P.	15.615.598	49.114.063
Enermas S.A.S E.S.P.	15.546.381	-
Generarco S.A.S. E.S.P.	11.396.760	-
Air-E S.A.S E.S.P.	11.219.077	23.821.940
Otros	35.833.789	51.858.814
	$ 130.317.583	**$ 178.984.545**

19. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 30 de septiembre de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley (1)	$ 106.389.719	$ -	$ 110.201.602	$ -
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo (2)	43.592.266	298.524.051	43.885.796	294.109.823
Otras obligaciones	83.015	-	81.890	-
	$ 150.065.000	**$ 298.524.051**	**$ 154.169.288**	**$ 294.109.823**

(1) Al 30 de septiembre de 2026 corresponde a cesantías e intereses de cesantías por $51.167.271, bonificaciones por $31.686.800, vacaciones y prima de vacaciones por $13.687.395 y aportes de seguridad social y parafiscales por $9.848.253; así mismo, la Compañía hace aportes periódicos de ley para cesantías y seguridad social integral: salud, riesgos profesionales y pensiones, a los respectivos fondos privados y a Colpensiones que asumen estas obligaciones en su totalidad.

(2) El incremento corresponde al reconocimiento de costo financiero por $26.443.228, pérdida actuarial de pensiones y otros beneficios por $8.427.112, costo del servicio corriente por $384.977 y contribuciones pagadas por $(31.134.619).

La Compañía otorga diferentes planes de beneficios definidos; obligaciones post-empleo y beneficios de largo plazo a sus trabajadores activos o jubilados; de acuerdo con el cumplimiento de requisitos previamente definidos, los cuales se refieren a:

Pensiones de jubilación

La Compañía posee un plan de pensión de beneficios definidos sobre el cual no presenta activos específicos, excepto por los recursos propios originados en el desarrollo de su actividad operacional. Los planes de pensiones de beneficios establecen el monto de beneficio por pensión que recibirá un empleado a su retiro, el que usualmente depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado intermedio separado condensado 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 separado de situación financiera, junto con los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas. La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados usando las tasas de interés calculada a partir de la curva de rendimiento de los Títulos de Deuda Pública del Gobierno de Colombia (TES) denominados en unidades de valor real (UVR) que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por pensiones hasta su vencimiento.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en las hipótesis actuariales se cargan o abonan al patrimonio neto en el otro resultado integral, en el 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

La Compañía otorga los siguientes auxilios a sus empleados retirados por pensión: (i) Auxilio educativo, (ii) Auxilio de energía, y (iii) Auxilio de salud de acuerdo con lo establecido en la convención colectiva de trabajo.

El derecho a los beneficios mencionados generalmente se da al empleado independiente de que haya trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el 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

La Compañía reconoce a sus empleados activos, beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios, el cual consiste en realizar un pago por cada 5 años de servicio ininterrumpidos a trabajadores cuya fecha de contratación fue realizada antes del 21 de septiembre de 2005 y aquellos trabajadores que se encontraban laborando en la 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.

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 septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Tasa de descuento		
Pensión plan (“pensiones de jubilación”)	9,37%	9,52%
Severance Payment (“cesantías retroactivas”)	12,61%	12,94%
Seniority bonus (“quinquenio”)	12,61%	12,91%
Temporary annuity (“renta temporal TF”)	12,22%	10,40%
Healthy plan (“TF Salud”)	12,22%	10,40%
Life plan (“TF Vida”)	12,22%	10,40%
Health Assistance (“auxilio de salud”)	12,66%	12,79%
Electric Assitance(“auxilio de energía”)	12,82%	12,96%
Educational Assistance (“auxilio educativo”)	12,60%	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 septiembre 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 1 de enero de 2026	**$ 241.061.316**	**$ 57.497.360**	**$ 18.783.004**	**$ 5.282.720**	**$ 15.371.219**	**$ 337.995.619**
Costo financiero	18.232.780	5.214.197	1.639.429	455.124	901.698	26.443.228
Pérdidas (ganancias) actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	7.534.830	864.173	198.998	94.129	(265.018)	8.427.112
Costo del servicio corriente	-	-	200.047	184.930	-	384.977
Contribuciones pagadas	(18.007.010)	(3.903.986)	(2.052.329)	(1.005.072)	(6.166.222)	(31.134.619)
Total movimientos	7.760.600	2.174.384	(13.855)	(270.889)	(5.529.542)	4.120.698
Saldo final al 30 de septiembre de 2026	**$ 248.821.916**	**$ 59.671.744**	**$ 18.769.149**	**$ 5.011.831**	**$ 9.841.677**	**$ 342.116.317**

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	plan de retiro	
Saldo inicial al 1 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

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	plan de retiro	
Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones demográficas	-	-	-	(282)	-	(282)
Pérdidas (ganancias) 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)
Total movimientos	(30.117.578)	(7.794.568)	(1.205.048)	(1.295.130)	422.716	(39.989.608)
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**

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva – SINTRAELECOL

Al 30 de septiembre de 2026 no presenta cambio con lo presentado en los estados financieros separados al 31 de diciembre de 2025.

Convención Colectiva – ASIEB – EMGESA

Al 30 de septiembre de 2026 no presenta cambio con lo presentado en los estados financieros separados al 31 de diciembre de 2025.

Convención Colectiva: ASIEB-CODENSA

Al 30 de septiembre de 2026 no presenta cambio con lo presentado en los estados financieros separados al 31 de diciembre de 2025.

Negociación Colectiva – REDES

Al 30 de septiembre de 2026 no presenta cambio con lo presentado en los estados financieros separados al 31 de diciembre de 2025.

20. Impuestos diferidos, neto

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

A continuación, se incluye el detalle del activo (pasivo) por impuesto diferido neto al 30 de septiembre de 2026:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2026	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 30 de septiembre de 2026
Otras provisiones (1)	$ 176.817.074	$ 51.335.312	$ -	$ 228.152.386
Obligaciones de aportación definida	25.082.501	(988.530)	-	24.093.971
Forward y swap	(6.970.043)	(94.318)	8.934.176	1.869.815
Impuesto diferido activo	**194.929.532**	**50.252.464**	**8.934.176**	**254.116.172**
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(766.575.330)	(168.581.201)	-	(935.156.531)
Método de participación CAM	(43.222.067)	(1.464.259)	1.392.410	(43.293.916)
Otros	(289.441)	(12.641.861)	-	(12.931.302)
Impuesto diferido pasivo	**(810.086.838)**	**(182.687.321)**	**1.392.410**	**(991.381.749)**
Impuesto diferido pasivo, neto	**$ (615.157.306)**	**$ (132.434.857)**	**$ 10.326.586**	**$ (737.265.577)**

	Saldo inicial al 1 de enero de 2025	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2025
Otras provisiones (1)	$ 162.203.574	$ 14.613.500	$ -	$ 176.817.074
Obligaciones de aportación definida	9.347.431	(8.223.627)	23.958.697	25.082.501
Forward y swap	(25.298.423)	716.285	17.612.095	(6.970.043)
Impuesto diferido activo	**146.252.582**	**7.106.158**	**41.570.792**	**194.929.532**
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(567.267.840)	(199.307.490)	-	(766.575.330)
Método de participación CAM	(60.136.407)	(4.075.600)	20.989.940	(43.222.067)
Otros	(315.754)	26.313	-	(289.441)
Impuesto diferido pasivo	**(627.720.001)**	**(203.356.777)**	**20.989.940**	**(810.086.838)**
Impuesto diferido pasivo, neto	**$ (481.467.419)**	**$ (196.250.619)**	**$ 62.560.732**	**$ (615.157.306)**

(1) Al 30 de septiembre de 2026, el detalle del impuesto diferido activo 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 septiembre de 2026
Otros (a)	$ 88.280.825	$ (8.165.735)	$ 80.115.090
Provisión de cuentas incobrables (b)	43.970.478	21.667.946	65.638.424
Provisiones de trabajos y servicios	12.700.258	38.040.588	50.740.846
Provisión obligaciones laborales (c)	25.293.344	(5.143.334)	20.150.010
Provisión de pasivos contingentes (c)	1.692.677	4.854.253	6.546.930
Provisión por desmantelamiento	4.879.492	81.594	4.961.086
	$ 176.817.074	**$ 51.335.312**	**$ 228.152.386**

(a) Corresponde a:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2026	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 30 de septiembre de 2026
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones	$ 62.172.345	$ (11.032.123)	$ 51.140.222
Provisión compensación energía	9.809.654	1.634.022	11.443.676
Provisión litigios	6.410.778	1.701.161	8.111.939
Ingresos Régimen ECE	5.579.966	-	5.579.966
Provisión inventarios	2.314.067	-	2.314.067
IFRS 16 Renting	1.132.411	(27.971)	1.104.440
Provisión de cartera	242.598	-	242.598
Provisión medioambiental	431.127	(325.199)	105.928
Provisiones laborales	72.254	-	72.254
Donación	115.625	(115.625)	-
	$ 88.280.825	**$ (8.165.735)**	**$ 80.115.090**

(b) Corresponde principalmente a la provisión por deterioro de cartera de la línea de negocio de distribución de energía.

(c) Este rubro corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración (Transition Fund), provisión expatriados y provisiones e incentivos.

(d) Reconocimiento de impuesto diferido por actualización financiera en pago a la 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) El exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable surge porque:

- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto Quimbo tienen un tratamiento especial: los activos en el año 2016 se depreciaron de acuerdo con la vida útil clasificada según el tipo de activo de acuerdo con el reglamento vigente hasta dicho año, para el año 2017 a pesar de que la reforma (Ley 1819 de 2016) estableció nuevas tasas para la depreciación, los activos que pertenecen a Quimbo seguirán con las del reglamento ya que este proyecto tiene estabilidad jurídica.

- Activos a los cuales se les aplicó depreciación acelerada con el método de reducción de saldos.

- Los demás activos se deprecian por el método de 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 que a partir del año 2022 la tarifa de renta es del 35%. El impuesto diferido al 30 de septiembre de 2026 se presenta a continuación:

	2026 en adelante renta
Provisiones y pasivos estimados	$ 566.738.924
Cartera	188.231.484
Instrumentos financieros	4.674.639
Obligaciones de aportación definida	(20.077.876)
Otros	(41.043.065)
Propiedades, planta y equipo	(2.676.667.784)
Subtotal	**(1.978.143.678)**
Tarifa	35%
Impuesto de renta	**(692.350.287)**
Ganancias ocasionales	11.181.233
Tarifa	15%
Impuesto	**1.677.185**
Dif. Donaciones	**-**
Tarifa	25%
Impuesto	**-**
Total impuesto diferido pasivo	(690.673.102)
Método de participación	107.695.670
Impuesto diferido pasivo	(46.592.475)
Total impuesto diferido pasivo	**$ (737.265.577)**

21. Patrimonio

Capital

El capital autorizado se compone por 286.762.927 acciones, con un valor nominal de $4.400 por cada acción.

El capital suscrito y pagado, está representado por 148.913.918 acciones ordinarias acciones con valor nominal de $4.400, distribuidas así:

Composición accionaria al 30 de septiembre 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 septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, la Compañía tiene 244 acciones propias readquiridas, surgidas a partir del proceso de fusión llevado a cabo en el año 2022.

Distribución de Dividendos

Aprobados en el año 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, en julio de 2026 se realizó el pago correspondiente a utilidades retenidas por $968.853.907, en el mes de diciembre se espera realizar el pago restante por $1.792.357.654.

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 correspondiente a las utilidades retenidas por $888.510.540 primera cuota y en diciembre 2025 de $1.174.012.921 segunda cuota.

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

Otras reservas

	Al 30 de septiembre 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) (1)	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.

En la reforma tributaria establecida por la Ley 1819 de 2016, fue derogado el artículo 130 del estatuto tributario; en consecuencia, las reservas constituidas hasta el 31 de diciembre de 2017 se revertirán en la medida que la depreciación contable se iguale a la depreciación fiscal. Por consiguiente, en la Asamblea General de Accionistas del 1 de abril de 2026 se ordenó liberar $(34.204.944), de la reserva constituida.

22. Ingreso de actividades ordinarias y otros ingresos de operación

	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2026	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2025
Venta de energía	**$ 11.254.885.861**	**$ 9.776.469.947**
Generación y comercialización energía clientes mercado mayorista no regulado y bolsa (1)	5.569.011.088	4.352.466.852
Distribución y comercialización energía clientes mercado regulado (2)	5.562.728.489	5.302.624.911
Suministro servicio alumbrado público (3)	123.146.284	121.378.184
Transporte de energía (4)	650.856.257	530.788.555
Servicios empresariales y de gobierno (5)	384.714.664	336.647.449
Arrendamientos	228.851.083	206.013.711
Venta de gas	42.448.135	50.487.939
Ventas certificados	247.624	245.208
Ingresos de actividades ordinarias	**12.562.003.624**	**10.900.652.809**
Otros ingresos (6)	84.419.554	130.701.235
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	**$ 12.646.423.178**	**$ 11.031.354.044**

	Periodo de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2026	Periodo de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2025
Venta de energía	**$ 4.489.487.947**	**$ 3.304.238.725**
Generación y comercialización energía clientes mercado mayorista no regulado y bolsa	2.437.416.282	1.497.538.413
Distribución y comercialización energía clientes mercado regulado	2.008.397.269	1.766.868.495
Suministro servicio alumbrado público	43.674.396	39.831.817
Transporte de energía	210.683.507	158.050.184
Servicios empresariales y de gobierno	135.371.691	119.802.353
Arrendamientos	74.603.803	69.723.945
Venta de gas	13.207.653	16.718.464
Ventas certificados	64.045	56.500
Ingresos de actividades ordinarias	**4.923.418.646**	**3.668.590.171**
Otros ingresos	22.801.897	32.036.131
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	**$ 4.946.220.543**	**$ 3.700.626.302**

(1) Al 30 de septiembre de 2026 y 2025, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 11.060 Gwh y 9.634 Gwh; mercado no regulado a 2.773 Gwh y 3.405 Gwh; y bolsa de energía a 3.596 Gwh y 3.679 Gwh. El incremento en los ingresos corresponde principalmente a un mayor precio en bolsa de ($476,89/Kwh en septiembre de 2026 versus $247,85/Kwh en septiembre de 2025).

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización a clientes del mercado mayorista y mercado no regulado al 30 de septiembre de 2026 y 2025 son por $426.477.151 y $461.076.509, respectivamente.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización en bolsa al 30 de septiembre de 2026 y 2025 corresponden a $320.558.563 y $72.375.328, respectivamente.

(2) Al 30 de septiembre de 2026 y 2025, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 7.185 Gwh y 6.942 Gwh, de las cuales corresponden a clientes residenciales 4.263 Gwh y 4.074 Gwh; clientes comerciales 1.847 Gwh y 1.825 Gwh; clientes industriales 828 Gwh y 807 Gwh; y clientes oficiales 247 Gwh y 236 Gwh. El aumento en los ingresos corresponde principalmente a un mayor precio en bolsa de ($476,89/Kwh en septiembre de 2026 versus $247,85/Kwh en septiembre de 2025).
Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de distribución y comercialización a clientes del mercado regulado al 30 de septiembre de 2026 y 2025 corresponden a $459.660.515 y $427.966.317, respectivamente.

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

	Tarifa Promedio Aplicada a septiembre 2026	Tarifa Promedio Aplicada a septiembre 2025	Variación
Gm	333,19	304,16	9,5%
Tm	50,68	55,36	-8,5%
Pr	65,99	61,46	7,4%
D	251,79	253,70	-0,8%
Rm	20,31	33,32	-39,0%
Cv	80,73	77,37	4,3%
Cu	802,69	785,37	2,2%

(3) Al 30 de septiembre de 2026 y 2025, los clientes de alumbrado público corresponden a 183 Gwh y 185 Gwh; principalmente por el consumo del Distrito Capital 4 Gwh y 5 Gwh; y otros municipios por 178 Gwh y 180 Gwh respectivamente. El incremento en los ingresos corresponde principalmente a mayor precio en bolsa.

(4) Al 30 de septiembre de 2026 y 2025 corresponde a otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local por $631.187.748 y $514.003.756 y sistemas de transmisión regional por $19.668.509 y $16.784.799; se presenta incremento debido a la facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica de la Compañía.

(5) Al 30 de septiembre de 2026 corresponde a ingresos de servicios empresariales y de gobierno por otras prestaciones de servicio por $165.296.991 y servicios de valor agregado por $219.417.673. El incremento se presenta principalmente por mayores asistencias en la prestación de servicios de luz y mantenimiento.

(6) Los otros ingresos al 30 de septiembre 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

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

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

		Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2026	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2025
Ventas de energía	A lo largo del tiempo	$ 11.254.885.861	$ 9.776.469.947
Transporte de energía	A lo largo del tiempo	650.856.257	530.788.555
Servicios empresariales y de gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	384.714.664	336.647.449
Arrendamientos	A lo largo del tiempo	228.851.083	206.013.711
Venta de gas	A lo largo del tiempo	42.448.135	50.487.939
Venta de certificados	En un punto del tiempo	247.624	245.208
Total ingresos de actividades ordinarias		**12.562.003.624**	**10.900.652.809**
Otros Ingresos de operación		84.419.554	130.701.235
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación		**$ 12.646.423.178**	**$ 11.031.354.044**

Activos y pasivos contractuales

Activos contractuales

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

Pasivos contractuales

La Compañía presenta los pasivos del contrato en el estado de situación financiera separado, en el rubro de otros pasivos no financieros corrientes. Los pasivos del contrato reflejan las obligaciones de la Compañía, en la transferencia de bienes y/o servicios a los clientes por los que la entidad ha recibido una contraprestación anticipada.

A continuación, se muestran los pasivos del contrato por categoría:

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 30 de septiembre de 2025
Clientes mayorista y gas	$ 102.564.166	$ 118.740.451
Clientes no regulado	18.717.157	74.203.585
Transporte de energía	9.036.260	12.231.330
Clientes por uso de redes	6.665.373	13.266.107
	$ 136.982.956	**$ 218.441.473**

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 la Compañía.

- **Venta de gas**

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

- **Servicios empresariales y de gobierno**

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que son servicios tales como conexión, administración, operación, mantenimiento, que los clientes reciben de manera paralela a la prestación del servicio.

- **Otros ingresos**

Los otros ingresos presentan obligaciones de desempeño, satisfechas a lo largo del tiempo ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, ejemplo de ingresos reconocidos a lo largo del tiempo son: desviaciones del comercializador, respaldo de energía en el mercado secundario principalmente.

Las obligaciones de desempeño, satisfechas en un punto del tiempo son aquellas que no cumplen para que sean satisfechos los requerimientos a lo largo del tiempo. Algunas obligaciones de desempeño satisfechas en un punto del tiempo presentadas en esta categoría corresponden a suministro de bienes.

Juicios significativos en la aplicación de la norma

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

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

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

23. Aprovisionamientos y servicios

	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2026	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2025
Compras de energía (1)	$ 3.856.805.067	$ 3.341.334.968
Costos de transporte de energía (2)	962.251.551	1.074.355.384
Impuestos asociados al negocio	288.262.115	280.116.914
Otros aprovisionamientos variables y servicios (3)	253.172.503	282.510.890
Consumo de combustible (4)	96.969.899	35.212.953
Compra de gas	25.877.010	30.667.344
	$ 5.483.338.145	**$ 5.044.198.453**

	Periodo de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2026	Periodo de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2025
Compras de energía	$ 1.481.785.337	$ 1.083.260.455
Costos de transporte de energía	321.372.423	359.926.952
Impuestos asociados al negocio	114.309.640	95.355.855
Otros aprovisionamientos variables y servicios	111.717.447	94.896.123
Consumo de combustible	59.701.570	5.997.365
Compra de gas	7.984.808	10.082.639
	$ 2.096.871.225	**$ 1.649.519.389**

(1) Al 30 de septiembre de 2026 y 2025 las compras de energía corresponden a 12.098 Gwh y 12.154 Gwh; las compras con destino al mercado regulado a través de contratos a 8.812 Gwh y 8.744 Gwh; compras en bolsa 3.286 Gwh y 3.410 Gwh, adicionalmente no se registran compras con destino al mercado no regulado.

Se presenta un incremento en el precio promedio en bolsa de energía por $235,94/Kwh, tarifa promedio septiembre 2026 $484,24 vs tarifa promedio septiembre 2025 $248,30.

(2) Al 30 de septiembre de 2026 y 2025, está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional $575.976.867 y $639.600.214 y transmisión regional $359.405.274 y $406.629.653, respectivamente. La variación se debe principalmente por la disminución en precios de contratos.

(3) Al 30 de septiembre 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 a la Compañía.

(4) Al 30 de septiembre de 2026 se presenta aumento en el consumo de combustibles por $61.756.946, esto obedece a mayor generación en la Central Termozipa; de aproximadamente 560,80 Gwh con corte a septiembre 2026 versus aproximadamente 180,31 Gwh a septiembre 2025, y así mismo, mayor consumo de carbón, a septiembre de 2026 por 266.222 toneladas cuyo valor aproximado es por $91.773.932 versus al corte de septiembre de 2025 por 88.139 toneladas lo que representaba un valor de aproximado de $31.011.191.

24. Otros gastos fijos, por naturaleza

	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2026	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2025
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1)	$ 281.123.560	$ 250.876.140
Reparaciones y conservación (2)	152.202.111	129.425.814
Tributos y tasas (3)	77.295.585	9.051.098
Primas de seguros (4)	47.994.936	55.627.234
Otros suministros y servicios (5)	30.783.001	181.287.884
Arrendamientos y cánones	18.925.009	20.980.292
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	12.619.287	9.359.078
Gastos de transportes y viajes	3.223.404	5.151.994
Total	**$ 624.166.893**	**$ 661.759.534**

(1) El incremento corresponde principalmente a costos asociados a: Servicios y asistencia para sistemas y servicios técnicos por $14.412.666, provisiones por disputas legales por $8.387.874, otras multas y sanciones por $3.406.582 y servicios IT por $2.997.446.

(2) Corresponde principalmente a los costos de operación que se presentan en la variación de existencias de mercancía en tránsito, materiales en distribución, existencias de transformadores, compra de materiales específicos de distribución en stock, entre otros.

(3) El incremento corresponde principalmente al registro de impuesto al patrimonio por $68.571.652 en el año 2026, el cual obedece a cambios normativos sustanciales introducidos por el gobierno nacional en la expedición del Decreto 0173 de 2026, mediante 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) La disminución corresponde principalmente al efecto del reconocimiento en el año 2025 de la cuenta por pagar a favor de la Unidad Administrativa Especial de servicios Públicos (UAESP) otorgada mediante resolución 463 de 2025 por $91.385.395, compra de medidores para inventario por

$21.275.754, servicios técnicos por $20.697.683, honorarios bancarios y postales cargos y comisiones por $13.027.644, compra de computadoras y equipo de IT para inventario por $3.268.619.

25. Gasto financiero

	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2026	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2025
Obligaciones financieras (1)	$ 827.698.919	$ 723.676.233
Otros costos financieros (2)	158.738.653	317.739.369
Gravamen a los movimientos financieros (3)	36.822.665	39.274.102
Obligación por beneficios post empleo (4)	25.920.407	24.903.416
Arrendamientos financieros (Leasing) (5)	24.196.175	20.698.404
Gastos por liquidación y valoración de derivados (6)	14.012.266	14.594.159
Intereses de mora impuestos (7)	435.059	(4.015.560)
Gastos financieros	**1.087.824.144**	**1.136.870.123**
Gasto financiero capitalizado (8)	(88.581.875)	(73.241.339)
Gastos financieros, netos	**$ 999.242.269**	**$ 1.063.628.784**

	Periodo de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2026	Periodo de tres meses del 1 de julio al 30 de septiembre de 2025
Obligaciones financieras	$ 289.397.991	$ 235.189.959
Otros costos financieros	61.841.211	97.810.021
Gravamen a los movimientos financieros	13.369.112	11.373.990
Arrendamientos financieros (Leasing)	8.133.145	7.754.427
Gastos por liquidación y valoración de derivados	2.472.918	5.393.359
Obligación por beneficios post empleo	4.914.541	(8.791.652)
Intereses de mora impuestos	104.203	(5.665.095)
Gastos financieros	**380.233.121**	**343.065.009**
Gasto financiero capitalizado	(26.067.186)	(29.532.536)
Gastos financieros, netos	**$ 354.165.935**	**$ 313.532.473**

(1) El aumento corresponde principalmente a mayores gastos por intereses asociados a las obligaciones financieras contraídas con el Banco Davivienda S.A., Bancolombia S.A. y Banco Popular S.A, e intereses trimestrales con el European Investment Bank; así como el 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 15).

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

Operación	2026	2025
Créditos nacionales y del exterior	$ 761.427.651	$ 620.197.524
Bonos emitidos	66.271.268	103.478.709
Total gasto de obligaciones financieras	**$ 827.698.919**	**$ 723.676.233**

(2) La variación corresponde principalmente al menor reconocimiento de componente financiero (VPN, intereses e indexación) asociado al pago a favor de la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), otorgado mediante resolución 463 de 2025, “Por la cual se resuelve el recurso de reposición presentado por la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P. Contra la Resolución 237 del 29 de abril del 2025, proferida dentro del proceso coactivo No. 004-2018” por $(179.763.976) corte de 30 de septiembre de 2026 se realiza únicamente la actualización financiera. Garantías bancarias por $(315.144), intereses préstamos comerciales Grupo $(60.091), actualización financiera pasivos ambientales (Quimbo I, II, Car, Río Bogotá, Vía perimetral Santa Catalina, Jawalain, San Martin, Guayepo, La Loma, Fundación y El paso), provisión vía Gama Gachala y otros por $14.236.198, actualización financiera VPN cartera Ecopetrol S.A. y convenios de energía por $6.052.761, VPN

Litigios civiles y laborales por $600.129, provisión por desmantelamiento y restauración por $137.299 y la actualización financiera PCB's por $112.108.

(3) La disminución obedece principalmente a un menor número de giros efectuados durante el transcurso del año de 2026, destacándose la amortización de deuda en 2026 frente a 2025; así como las compras de energía las cuales disminuyeron en 2026 vs. 2025.

(4) El aumento corresponde principalmente al comportamiento de la TES tasa fija en UVR que al 30 de septiembre de 2026 y 2025 correspondía a 9,37% y 9,33%, respectivamente, para pensiones y adicionalmente el uso individual de tasa TES en pesos así: auxilio de salud 12,66% (11,19% en 2025), auxilio de energía 12,82% (11,77% en 2025), auxilio educativo 12,60% (10,70% en 2025), quinquenios 12,61% (11,14% en 2025), cesantías 12,61% (10,57% en 2025) y renta temporal 12,22% (9,19% en 2025) generando una variación del costo financiero de pensiones y cesantías por ($33.417.), costo financiero de beneficios por ($1.129.967) y actualización financiera de los pasivos pensionales por $146.393.

(5) La variación del gasto financiero por intereses de leasing corresponde principalmente a los intereses de los contratos con Agropecuaria Chahin Hermanos S.A.S por $2.079.231, Equirent Vehículos y Maquinaria S.A.S. por $672.816, Bancolombia S.A. por $371.320, Maria Cecilia Botero de Botero por $220.082 y otros por $154.322.

(6) La variación corresponde principalmente al vencimiento de contratos de derivados financieros de trading y CFH (Cash Flow Hedge) para la cobertura de las variaciones en las tasas de cambio de los proyectos en ejecución de renovables. Se vio impactada por el valor de la tasa de cambio en (USD) utilizada en la negociación de forwards al 30 de septiembre de 2026 $3.341,23 versus septiembre 2025 $3.901,29 y adicionalmente los intereses de 5 SWAPS adquiridos.

(7) La variación corresponde principalmente al efecto de la actualización de los intereses de la provisión fiscal de contratos del exterior en el año 2025 por $5.217.018, intereses mora por $146.545, pagos prediales por $140.620, pago impuestos nacionales retención en la fuente $58.752, al pago de la tasa TUSO (Tasa por Utilización de Agua) en el año 2025 por $(1.067.847), impuestos municipales por $(29.089) y otros por $(15.380).

(8) La variación del gasto financiero capitalizable en el 2026 versus 2025 corresponde 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 la Compañía de acuerdo con las proyecciones realizadas, asimismo, 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 2,09%.

Proyectos con gasto financiero capitalizable:

Al 30 de septiembre de 2026:

Central	Proyecto	Valor
Generación y renovables	Atlantico	41.092.673
Distribucion	Subestaciones y redes	17.051.355
Generación y renovables	Guayepo	14.584.049
Generación y renovables	Sedimentación Guavio	10.091.923
Generación y renovables	Otros proyectos menores	5.761.875
	Total	**$ 88.581.875**

Al 30 de septiembre de 2025:

Central	Proyecto	Valor
Generación y renovables	Guayepo	32.683.789
Generación y renovables	Atlantico	20.569.874
Distribucion	Subestaciones y redes	14.519.713
Generación y renovables	Sedimentación Guavio	3.883.396
Generación y renovables	Otros proyectos menores	1.584.567
	Total	**$ 73.241.339**

26. Resultado en venta de activos, neto

	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2026	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre de 2025
Resultado en venta de activos	$ (10.267.695)	$ (1.351.187)
Total	**$ (10.267.695)**	**$ (1.351.187)**

Al 30 de septiembre 2026 la Compañía presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por $(10.267.695), correspondientes a:

Bajas con efecto en pérdida por $(10.267.695) distribuidas así:

- Siniestros de enero a septiembre $(6.233.573).
- Transformadores de distribución $(2.297.768).
- Subestaciones y líneas de distribución $(1.217.084).
- Plantas generación $(519.270).

27. Sanciones

En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2026 y el 30 de septiembre de 2026, la Compañía tiene en curso las siguientes sanciones:

Procesos judiciales por sanciones ambientales

a) La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra la Compañía por $2.503.259, por el presunto incumplimiento a la licencia ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo (en adelante PHEQ). Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, que correspondió por reparto al Tribunal Administrativo de Cundinamarca con radicado 2017-348.

Al 30 de septiembre 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 sobre el recurso interpuesto contra la Resolución N° 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a la Compañía por $758.864, por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo

como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del PHEQ), la sanción fue reducida a $492.700, sin embargo a la fecha se acumula $434.068 de intereses cobrados por la autoridad. Se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (acciones judiciales), en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 2017-247.

Al 30 de septiembre de 2026, el proceso se encuentra al despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

c) El 12 de enero de 2018 la Compañía fue notificada sobre las Resoluciones N° 3567, 3568 y 3569 del 4 de diciembre, en la cuales se confirmaron las sanciones impuestas por la CAM en noviembre de 2016 en relación con las resoluciones 3590, 3653 y 3816 de noviembre de 2016, derivadas 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 septiembre de 2026, el proceso se encuentra al Despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

d) Resolución N° 3727 del 22 de diciembre de 2022, y notificada formalmente el 19 de enero de 2023 “por la cual se resuelve un recurso de reposición”, emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena - CAM.

Antecedentes: Mediante Resolución N° 1589 del 29 de junio de 2022 la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena, declaró responsable a la Compañía y al señor Rubén Darío Mosquera Sierra de los cargos formulados en el auto N° 081 de fecha 29 de agosto de 2019, relacionados con el aprovechamiento forestal indebido de ciertos individuos arbóreos, en consecuencia, de lo anterior, se impuso a la Compañía 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 la Compañía. El expediente fue remitido al superior y, al 30 de septiembre de 2026, el proceso se encuentra al despacho del Tribunal Administrativo del Huila para sentencia de segunda instancia.

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

Mediante Resolución N° 1588 del 29 de junio de 2022, la Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable a Enel Colombia S.A.E.S.P., a la sociedad RG Ingeniería Ltda. e Ingedere Ltda. y las sancionó por el presunto incumplimiento a la normatividad ambiental, consistente en realizar un aprovechamiento forestal sin autorización. Para Enel Colombia S.A. E.S.P. la sanción 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 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 septiembre de 2026, el proceso se encuentra al Despacho en el Tribunal Administrativo del Huila para sentencia de segunda instancia.

f) Resolución N° 2835 de 2023, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N° 00427 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

La autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA, dio inicio un proceso sancionatorio contra Enel Colombia S.A. E.S.P., 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 septiembre de 2026 se encuentra pendiente que el referido Juzgado admita la demanda.

g) Resolución N° 00069 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N° 00597 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA.

La autoridad Nacional de Licencia Ambientales, inició un proceso sancionatorio contra la Compañía, por una supuesta infracción ambiental, pues dicha autoridad, considera que la Compañía 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 la suma de $47.334. El 27 de marzo de 2025, se radicó la demanda y fue admitida el 9 de junio de 2025.

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

h) La Compañía fue notificada de la Resolución N° 1931 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N° 3133 del 28 de diciembre de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, confirmándose la sanción contra la Compañía por valor de $182.030.
Se radicó la demanda que correspondió al Juzgado 9 Administrativo de Neiva y, al 30 de septiembre de 2026, el proceso no registra nuevas actuaciones procesales desde el auto admisorio de la demanda, proferido el 20 de marzo de 2026.

i) El día 28 de febrero de 2025, la Compañía fue notificada de las siguientes resoluciones expedidas en el marco de procedimientos sancionatorios adelantados por la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena - CAM:

1. Resolución 4706 del 18 de diciembre del 2024, mediante la cual se impone multa a $143.301, por el presunto incumplimiento a la medida de compensación impuesta por la autoridad ambiental por aprovechamiento forestal, que consistía en la siembra de 2145 plántulas. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 3543 de 17 de noviembre de 2023. Se 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 3 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 septiembre de 2026 el proceso se encuentra al Despacho para sentencia de primera instancia.

2. Resolución 4761 del 20 de diciembre del 2024, mediante la cual se impone multa de $143.301, por no realizar la medida de compensación impuesta consistente en la siembra y mantenimiento de 690 individuos forestales. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 3539 del 18 de noviembre de 2023. 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 2 Administrativo de Neiva, la cual fue admitida mediante auto del 30 de septiembre de 2025.

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

3. Resolución 4719 del 19 de diciembre del 2024, mediante la cual se impone multa de $143.301, por no realizar la medida de compensación impuesta consistente en la siembra y mantenimiento de 395 individuos forestales. Esta resolución resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N°3544 de 18 de noviembre de 2023. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial.

   A corte 30 de septiembre de 2026, está pendiente de que el juzgado fije fecha para la audiencia inicial.

4. Resolución N° 4729 del 19 de diciembre de 2024, mediante la cual se impone multa de $532.263, por no realizar la medida de mitigación impuestas consistente en la siembra técnica. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 3542 de 18 de noviembre de 2023.

   Se 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 3 Administrativo de Neiva con radicado No. 2025-197 y fue admitida mediante auto del 12 de septiembre de 2025.

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

5. Resolución 4850 del 24 de diciembre del 2024, mediante la cual se impone multa de $532.263, por no realizar la medida de compensación impuesta consistente en la siembra y mantenimiento de individuos forestales. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N°.3484 de 17 de noviembre de 2023. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial, la cual fue asignada bajo el radicado 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 septiembre de 2026 el proceso se encuentra al Despacho para sentencia de primera instancia.

j) El día 10 de marzo de 2025, la Compañía fue notificada de la Resolución N° 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 N° 3538 de fecha 18 de noviembre de 2023. El 20 de junio de 2025 se presentó solicitud de conciliación prejudicial ante la Procuraduría judicial Administrativa, la cual culminó con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes en audiencia celebrada el 20 de agosto de 2025.

El 23 de junio de 2026 se profirió sentencia de primera instancia favorable para la Compañía, 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 septiembre, el proceso se encuentra en trámite del recurso de apelación presentado por la CAM contra la sentencia de primera instancia.

k) El 07 de abril de 2025, la Compañía fue notificada de las siguientes resoluciones a través de las cuales la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM- impone sanciones por el presunto incumplimiento a medidas de compensación impuestas por la por aprovechamiento forestal:

1. Resolución 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 N°. 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 septiembre 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 la Compañía, 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.

   A 30 de septiembre de 2026, el proceso se encuentra al despacho para el trámite del recurso de apelación presentado por la CAM contra la sentencia de primera instancia.

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 septiembre de 2026 el proceso no registra nuevas actuaciones.

l) El 30 de abril de 2025, la Compañía fue notificada de la Resolución N° 4924 de fecha 27 de diciembre de 2024, mediante la cual la CAM impone una multa de $532.263. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N° 3536 del 17 de noviembre de 2023.

Al 30 de septiembre 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 Enel, 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 septiembre de 2026 está pendiente de fijar fecha para la audiencia inicial.

n) El 16 de abril de 2025, la Compañía fue notificada 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 mayo, la ANLA resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la resolución 732 de 2025, reduciendo el valor de la multa a $1.284.581.

Contra los mencionados actos administrativos, el pasado 9 de octubre se radicó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, a la fecha se encuentra pendiente la admisión de esta.

o) El 14 de mayo de 2025, la Compañía fue notificada 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 septiembre de 2026, se encuentra pendiente de pronunciamiento por parte de la CAM.

p) El día 09 de octubre de 2025, la Compañía fue notificada 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 La Compañía contra la Resolución No. 1212 del 25 de junio de 2025, que declaró la responsabilidad ambiental de la compañía por presuntamente “acopiar materiales de construcción en áreas no autorizadas” en 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 por $2.174.294.

La Compañía 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 día 13 de febrero de 2026, la Compañía fue notificada de la Resolución No. 000429 del 12 de febrero de 2026, expedida por la 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 por $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 autoridad.

r) El 7 de julio de 2026, la Compañía fue notificada de la Resolución No. 001789 del 2 de julio de 2026, expedida por la ANLA, a través de la cual se declaró responsable a Enel Colombia S.A. E.S.P. por el presunto incumplimiento del criterio de calidad de oxígeno disuelto en el punto de monitoreo AT2 de la Central Hidroeléctrica El Quimbo. En consecuencia, se impuso sanción en la modalidad de multa en cuantía de $159.004.

Se interpuso recurso de reposición contra la resolución, el cual fue radicado el 23 de julio 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 N° SSPD 20222400660655 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de $700.000 por considerar que la Compañía 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 la Compañía, y no fue notificada 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 septiembre de 2026 está pendiente de que el Juzgado profiera fallo de primera instancia.

b) El 19 de julio de 2022, mediante la Resolución N° SSPD 20222400666425 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de $242.459, por considerar que, durante el mes de mayo de 2020, la Compañía 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 pedidas por la Compañía.

Al 30 de septiembre de 2026, el proceso no presenta novedades.

c) El día 27 de septiembre de 2024, mediante Resolución SSPD 20242400587125, la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con multa por valor de $433.333, por considerar que la Compañía 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 embrago 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 presentó en debido término la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho.

Al corte del 30 de septiembre de 2026 el proceso no presenta novedades luego de la admisión de la demanda.

d) El día 10 de octubre de 2025, mediante Resolución SSPD 20252400491705, la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con multa por valor de $2.847.000, por considerar que la Compañía 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 valor de COP $2.847.000.

La sanción fue pagada dentro del término de 10 días hábiles y el día 06 de octubre de 2026, se interpuso la respectiva demanda de nulidad y restablecimiento del derecho.

28. Contingencias

a. Convenio estación elevadora Canoas

Contexto:

El Consejo de Estado ordenó a la Compañía cumplir las siguientes obligaciones relacionadas con la Estación Elevadora Canoas:

1. Dar cumplimiento inmediato al Convenio Interinstitucional 9-07-10200-0688-2011 de diciembre de 2011, suscrito con la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S.A. E.S.P. (EAAB), y su anexo técnico.

2. Financiar la construcción de la Estación Elevadora Canoas (EEC) en la cuantía establecida en el convenio señalado, mientras dure la concesión de agua para la generación de energía eléctrica en el embalse de El Muña.

De las obligaciones señaladas, debemos precisar que, la última, relacionada con el financiamiento de la construcción de la EEC, también se encuentra establecida dentro de las obligaciones del convenio suscrito con la EAAB, y su cumplimiento se encuentra condicionado a que:

1. La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR) renueve la concesión de aguas sobre el Río Bogotá para la generación de energía eléctrica en el embalse de El Muña y que la misma resulte económicamente rentable y socialmente benéfica para la Compañía.

2. Se encuentre construida y en operación la Estación Elevadora Canoas.

Avance:

En ese sentido, y de conformidad con lo establecido en el Convenio Interinstitucional 9-07-10200-0688-2011 de diciembre de 2011, la Compañía se encuentra obligada a cumplir con la conformación y participación de la mesa técnica, responsable de apoyar el avance técnico y dar las recomendaciones necesarias en la elaboración de los términos de referencia, la ingeniería de detalle para la construcción, montaje de los equipos y pruebas de puesta en servicio, entre otros. Esta obligación se encuentra a cargo tanto de Enel Colombia S.A. E.S.P. como de la EAAB.

Una vez dado este contexto, se busca rendir un informe detallado acerca de la entrada en funcionamiento de la EEC, la financiación de su operación y el mantenimiento de esta:

1. Entrada en funcionamiento de la Estación Elevadora de la PTAR Canoas: Es importante resaltar que el detalle técnico y el avance de los diferentes frentes de trabajo son competencia exclusiva de la EAAB, por lo que la Compañía no cuenta con un seguimiento detallado o minucioso del proyecto. La Compañía acordó con la EAAB, la entrega de un cronograma actualizado de finalización de las obras, comisionamiento de parte del contratista de la EAAB, entrega de manuales de operación y mantenimiento para validación de la Compañía y una fecha estimada para el inicio de la operación asistida; no obstante, aún no tenemos una respuesta de la EAAB.

2. Financiación de su operación: La Compañía, según lo indicado en el convenio, tiene el compromiso del desembolso de los recursos, para la EEC, los cuales están sujetos a dos condicionantes:

- La CAR renueve la concesión de aguas sobre el Río Bogotá para la generación de energía eléctrica en el embalse de El Muña y que la misma resulte económicamente rentable y socialmente benéfica para la compañía.

- Se encuentre construida y en operación la EEC.

De conformidad con lo establecido en la cláusula segunda, numeral 11 del Convenio Interinstitucional No. 9-07-10200-0688-2011, el aporte económico a realizar por la Compañía se materializará mediante la entrega por parte de la EAAB de equipos e instrumentos asociados a la EEC, los cuales se encuentran relacionados en la Tabla No. 1 del Anexo Técnico que forma parte integral del citado convenio. Dicha transferencia deberá formalizarse mediante la suscripción de un acta de entrega por parte de ambas entidades, dentro de un plazo máximo de seis (6) meses. No obstante, a la fecha la EAAB no ha definido la titularidad de la EEC, circunstancia que limita el desarrollo y cumplimiento de las obligaciones previstas en el convenio, particularmente aquellas relacionadas con el proceso de transferencia de los equipos que deben ser entregados a la Compañía.

La renovación de la concesión de aguas sobre el Río Bogotá ya se dio y aún no se encuentra finalizada la construcción, por ello, la Compañía aún no ha logrado realizar la transferencia de dichos recursos; sin embargo, para cumplir con este objetivo, se adelantan mesas de comité directivo con la EAAB, las cuales buscan, entre otros:

- Que la EAAB defina la propiedad de los activos para poder dar cumplimiento al convenio.

- Contar con un cronograma específico del convenio el cual dependerá del cronograma general del proyecto; en dicho cronograma se estimará la fecha en la cual podría darse el desembolso de este aporte económico.

Mantenimiento de la estación elevadora:

Una vez el proyecto esté completamente terminado se deberá surtir una etapa clave, la cual es la operación asistida. En este lapso de seis (6) meses se realizará una operación conjunta entre Enel Colombia y la EAAB. Para esta etapa se hace necesario por parte de Enel la vinculación de personal dedicado 100% al proyecto, dicho proceso ya se encuentra planificado. De igual manera, desde Enel Colombia ya se tienen garantizados los recursos económicos para el funcionamiento y operación de la estación elevadora. Sin embargo, para avanzar en los procesos contractuales, es indispensable contar con los manuales de operación y mantenimiento de la Estación Elevadora Canoas; información que a la fecha no ha sido suministrada por la EAAB.

b. Litigios y Arbitrajes

La Compañía enfrenta litigios catalogados como posibles, para los cuales la gerencia con el soporte de sus asesores legales externos e internos, estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para la Compañía y no causarán pasivos de importancia que 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 como eventuales la Compañía al 30 de septiembre de 2026, son:

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 Consejo de Estado.

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 septiembre de 2026 no hay movimientos adicionales y se está a la espera de esa verificación.

c. Litigio de Alumbrado Público con la UAESP.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión actual: $275.624.483

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. La Compañía presentó recurso de apelación por cuanto: i) el Tribunal desconoció que la transacción celebrada por las partes el 26 de junio de 2014 es plenamente válida y, por lo tanto, la UAESP estaba obligada a incorporarla en la liquidación parcial y unilateral del convenio interadministrativo. (Ley 80 de 1993 artículo 60). ii) El Tribunal desconoció la existencia y validez de la transacción contenida en el acuerdo de reliquidación suscrito por las partes el 26 de junio de 2014 y, por consiguiente, su efecto de cosa juzgada (art. 2483 Código Civil). iii) El Tribunal desconoció el principio de buena fe (art. 83 Constitución Política) y la prohibición de ir en contra de los actos propios (venire contra fatum propium non valet). iv) El Tribunal desconoció que la administración no puede obtener ningún beneficio de su propio incumplimiento. La mora no es imputable a la Compañía, por cuanto la obligación de reliquidar de manera unilateral (2 meses) era solamente para la UAESP y esto ocurre pasados 24 meses por lo que el retardo es atribuible a la UAESP.

El recurso de apelación fue admitido ante el Consejo de Estado y atendiendo a la congestión que actualmente tiene la administración de justicia, la Compañía considera poder tener fallo no antes de cinco años.

Por su parte, esta Resolución de la reliquidación del alumbrado público está siendo cobrada por la UAESP vía cobro coactivo a la Compañía. 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 la Compañía.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

Al 30 de septiembre 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 la Compañía 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, la Compañía presentó ante la Procuraduría General de la Nación la solicitud de conciliación extrajudicial como requisito de procedibilidad contra la Resolución 173 de 2025, la cual fue admitida fijándose el 6 de octubre de 2025 la audiencia de conciliación, sin embargo se hizo una solicitud conjunta con la UAESP, solicitando el aplazamiento de la misma y se fijó como nueva fecha el 11 de noviembre del mismo año, Fecha en la cual se llevó a cabo la audiencia con resultado favorable, acordándose entre las partes que la liquidación de la obligación se realizaría con base 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.

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; en el mes de septiembre el expediente fue remitido al despacho donde actualmente se tramita el acuerdo conciliatorio suscrito entre la Compañía y la UAESP el 6 de febrero de 2026. La decisión corresponde a una reasignación procesal del expediente y no implica un pronunciamiento de fondo sobre las pretensiones de la demanda.

d. Acción Popular de Comepez - Medida cautelar de suspensión de llenado de Embalse Quimbo.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

Estado actual y situación procesal: Tras obtener sentencia de primera instancia desfavorable para la Compañía, 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 septiembre 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 septiembre 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: $34.838.000 (tasa e intereses).

Estado actual y situación procesal: Al 30 de septiembre 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 septiembre 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 Juzgado continuó el trámite probatorio relacionado con la obtención de documentación requerida por los peritos. La Compañía acreditó las gestiones realizadas para localizar y recuperar los documentos solicitados, cuya conservación ya había expirado conforme a los plazos legales aplicables, e insistió en que la carga de la prueba corresponde a la parte demandante.

Uno de los peritos manifestó que la información disponible era insuficiente para emitir su dictamen y recientemente solicitó verificaciones adicionales ante la Superintendencia, así como una ampliación del plazo para rendir su experticia. A la fecha, se encuentra pendiente que el Juzgado resuelva las solicitudes presentadas por el perito y la Compañía.

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 septiembre de 2026 el proceso continúa 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 septiembre 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 reasumirse la competencia por parte del Juzgado 7 Administrativo de Garzón-Huila y finalizarse la etapa probatoria, el 30 de septiembre de 2026 se profirió sentencia de primera instancia favorable para la Compañía.

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 la Compañía, la parte demandante presentó recurso de apelación, el cual, al 30 de septiembre 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 septiembre 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 septiembre 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 la Compañía y al 30 de septiembre de 2026 se 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: Tras obtenerse sentencia de primera instancia favorable para la Compañía, la contraparte interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de respuesta.

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 la Compañía presentó réplica. Al 30 de septiembre de 2026, el juzgado administrativo ratificó su competencia y 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 allí el Juzgado Primero Civil del Circuito de Garzón también refutó el conocimiento.

Al 30 de septiembre de 2026 el expediente se encuentra en la Corte Constitucional pendiente de que se resuelva el conflicto negativo de competencia entre ambas jurisdicciones.

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

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: $ 132.191.499.

Estado actual y situación procesal: Tras la sentencia de primera instancia favorable para la Compañía, proferida en septiembre de 2026, la contraparte interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de decisión.

v. Acción de Grupo José Edgar Bejarano.

Fecha de inicio: 2004

Pretensión: $32.000.000.

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

w. Incidente de desacato en el marco de la Sentencia del Río 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 Río Bogotá, La Compañía fue vinculada con ocasión de una posible contaminación a fuentes hídricas y suelos de la zona, por una supuesta emisión de cenizas que se atribuyen a la operación de la Central Termozipa y otra empresa de la zona. Si el Tribunal considera que existe una afectación ambiental, en cabeza de la Compañía, 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 la Compañía. En caso contrario, procederá a cerrar el incidente de desacato.

Al 30 de septiembre de 2026, el proceso continúa pendiente de que el Tribunal resuelva la solicitud de la Compañía 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 la Compañía 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.

Tras obtener una decisión favorable en segunda instancia en agosto de 2026, que revocó la sentencia de primera instancia y ordenó la terminación del proceso, la contraparte interpuso recurso de reposición, el cual se encuentra pendiente de respuesta.

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 a la Compañía 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 la Compañía.

Al 30 de septiembre 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 septiembre 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, incluida la Compañía, por daños causados por la contaminación del embalse El Muña debido al bombeo de aguas del río Bogotá. La Compañía 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.

Durante el periodo objeto de reporte no se registraron avances sustanciales en el trámite. Por el contrario, mediante auto del 14 de septiembre de 2026, el titular del Juzgado Quinto Administrativo manifestó impedimento y ordenó remitir el expediente al juez en turno.

A la fecha, no se han practicado pruebas ni se han adoptado decisiones de fondo. Adicionalmente, persisten dificultades en la integración definitiva del contradictorio, toda vez que once sociedades emplazadas continúan sin curador ad litem designado ni notificación personal.

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 segundo 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 dl 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.
La Compañía 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, respecto de la cual se obtuvo sentencia favorable para la Compañía que fue impugnada por el accionante.

Al 30 de septiembre de 2026, está pendiente de que se resuelva la segunda instancia de 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: La Compañía 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 a la Compañía 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 a la fecha se encuentra a la espera de la integración del Tribunal Arbitral, para lo cual las partes han avanzado en la propuesta que se presentará al Centro de Arbitraje sobre dicha designación.

ad. Inversiones Casabianca y Tequatro – arbitramento Casabianca.

Fecha de inicio: 2026.

Pretensión: $861.975.502.

Estado actual y situación procesal: Las sociedades Inversiones Casabianca S.A. y Tequatro S.A. iniciaron un arbitraje contra Enel Colombia S.A., alegando el incumplimiento de obligaciones derivadas de un contrato de compraventa celebrado en 1939 y modificado en 1941, relacionado con el suministro de energía eléctrica como parte del precio de adquisición de la Hacienda Tequendama.

Las demandantes solicitan, entre otras pretensiones, la declaración de vigencia del contrato, su resolución por presunto incumplimiento y diversas condenas económicas. Actualmente, el proceso se encuentra en etapa preliminar de conformación del Tribunal Arbitral. En audiencia del 18 de agosto de 2026 la Compañía objetó la existencia y oponibilidad del pacto arbitral invocado por las demandantes y sostuvo que no existe un acuerdo arbitral válido que sustente el trámite.

Ante la falta de acuerdo para la designación de árbitros, el Juzgado Quinto Civil del Circuito de Bogotá fijó para el 30 de noviembre de 2026 la audiencia de designación judicial de árbitros.

ae. Acción Veeduría Ciudadana de Seguimiento a la Licencia Ambiental del Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo

Fecha de inicio: 2026.

Pretensión: Indeterminada.

Estado actual y situación procesal: la Veeduría Ciudadana de Seguimiento a la Licencia Ambiental del Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo, presentó una acción popular ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca en la cual se reclama el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la licencia ambiental del Proyecto El Quimbo. La Compañía contestó la demanda en septiembre de 2026, negando la existencia de una vulneración actual de derechos colectivos atribuible a la Compañía. Como novedad, ACEDHU, ASOTRANSMAR y la Cooperativa Multiactiva de Servicios (CONFUTURO) solicitaron intervenir como coadyuvantes de la parte demandante. Estas solicitudes no constituyen nuevas demandas autónomas, aunque incorporan intereses adicionales al proceso. Actualmente está pendiente de que se resuelva el recurso presentado por la Compañía contra el auto que admitió la demanda.

af. Arbitraje Soltec Trackers Colombia S.A.S.

Fecha de inicio: 2026.

Pretensión: 76.248.922.

El 17 de julio de 2026, Enel Colombia inició un arbitraje ante la Cámara de Comercio de Bogotá contra Soltec Trackers Colombia S.A.S., por incumplimientos contractuales asociados a los proyectos La Loma y Guayepo I y II, con reclamaciones por aproximadamente USD 688 mil y EUR 24,1 millones, respectivamente. La demanda arbitral busca obtener el reconocimiento de dichos créditos, que fueron incorporados como litigiosos dentro del proceso de liquidación de Soltec. El arbitraje se encuentra en etapa preliminar, pendiente de conformación del Tribunal Arbitral.

29. Mercado de derivados energéticos

Generación

En mayo de 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social de la Compañía, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Al 30 de septiembre 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 septiembre de 2026 se liquidaron 72,36 Gwh que no formaron parte de la estrategia de cobertura, dado que no se celebraron transacciones adicionales. Por lo tanto, al cierre del periodo no se mantienen posiciones futuras vigentes.

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales al 30 de septiembre de 2026 ascienden en efectivo a $3.513.088 los cuales están a disposición de la Compañía, pero como parte de su operación Trading, deben ser mantenidos como montos mínimos como efectivo y equivalente al efectivo.

Distribución

De acuerdo con la Resolución CREG 101 020 de 2022 que define el traslado de los precios de contratos resultante del mecanismo propuesto por Derivex, la Compañía, 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 septiembre de 2026, existen contratos de compra de futuros por 252,36 Gwh, con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación. A su vez, desde el 1 de enero al 30 de septiembre de 2026 se han liquidado 66,96 Gwh.

Las operaciones de futuros son respaldadas por garantías las cuales a 30 de septiembre de 2026 ascienden en efectivo a $3.930.784 y en TES a $28.193.730 los cuales están a disposición de la Compañía, pero como parte de su operación, los costos de las garantías fueron trasladados a los usuarios finales como lo establece la normatividad vigente.

El saldo al 30 de septiembre con Derivex corresponde a la cancelación de las garantías TES que se tiene con el tercero.

30. Información sobre valores razonables

El valor razonable de los activos y pasivos financieros se presenta por el importe al que se podría canjear el instrumento en una transacción corriente entre partes de común acuerdo y no en una transacción forzada o de liquidación, de acuerdo con la política definida.

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 septiembre de 2026:

Activos financieros (1)	**Valor en libros**	**Valor razonable**
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	$ 2.292.242.730	$ 2.300.902.287
Total de activos	**$ 2.292.242.730**	**$ 2.300.902.287**

Pasivos financieros (2)	**Valor en libros**	**Valor razonable**
Préstamos bancarios	$ 7.974.663.925	$ 8.287.486.014
Bonos emitidos	982.359.372	920.749.342
Obligaciones por leasing	269.870.772	205.200.289
Total de pasivos	**$ 9.226.894.069**	**$ 9.413.435.645**

Activos no financieros (3)	**Valor en libros**	**Valor razonable**
Bonos de Carbono	$ 21.002.171	$ 77.564.104
Total de activos no financieros	**$ 21.002.171**	**$ 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:

Activos financieros (1)	**Valor en libros**	**Valores razonables**
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	$ 1.879.429.190	$ 1.886.657.322
Total de activos	**$ 1.879.429.190**	**$ 1.886.657.322**

Pasivos financieros (2)	**Valor en libros**	**Valores razonables**
Préstamos Bancarios	$ 8.715.623.248	$ 8.816.217.543
Bonos emitidos	981.486.441	933.252.944
Obligaciones por leasing	266.265.547	222.629.447
Total de pasivos	**$ 9.963.375.236**	**$ 9.972.099.934**

Activos no financieros (3)	**Valor en libros**	**Valores razonables**
Bonos de Carbono	$ 22.740.431	$ 77.564.104
Total de activos no financieros	**$ 22.740.431**	**$ 77.564.104**

(1) La Compañía evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de septiembre de 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. La Compañía emplea las tasas de descuento de la curva cero cupón 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 septiembre 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 $(1.738.260). (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.

Al 30 de septiembre de 2026, la Compañía mantiene en su estado de situación financiera separado los siguientes activos y pasivos financieros medidos por su valor razonable y clasificados por niveles.

A 30 de septiembre 2026:

Activos financieros	**Nivel 3**	
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas que tienen poca liquidez		$ 105.310
	Nivel 2	
Instrumentos derivados (ver nota 5)	$	3.345.478
Pasivos financieros (2)		
Instrumentos derivados (ver nota 15)		$ 15.662.225

A 31 de diciembre de 2025:

Activos financieros	**Nivel 3**	
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas que tienen poca liquidez		$ 45.575
	Nivel 2	
Instrumentos derivados (ver nota 5)	$	24.540.814
Pasivos financieros (2)		
Instrumentos derivados (ver nota 15)		$ 7.916.233

Para la medición a valor razonable de este instrumento de patrimonio se tomó como base la participación de la Compañía 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.

31. 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 septiembre de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	$ 2.215.395.905	$ 76.846.825	$ 1.695.832.186	$ 183.597.004
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.676.564.328	-	785.557.794	-
Otros activos financieros	98.256.348	-	57.276.484	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	21.027.803	-	25.930.895	2.100.000
Total Activos Financieros a Costo Amortizado	**$ 4.011.244.384**	**$ 76.846.825**	**$ 2.564.597.359**	**$ 185.697.004**
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros activos financieros	17.196.068	105.310	29.173.682	45.575
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	**$ 17.196.068**	**$ 105.310**	**$ 29.173.682**	**$ 45.575**
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	3.004.024	341.454	24.540.814	-
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	**$ 3.004.024**	**$ 341.454**	**$ 24.540.814**	**$ -**

Pasivos Financieros	Al 30 de septiembre de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	$ 2.148.466.870	$ 298.271.335	$ 2.167.552.598	$ 251.755.096
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1.898.823.833	-	98.496.192	-
Otros pasivos financieros	1.008.529.487	8.218.364.582	1.434.917.129	8.528.458.107
Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado	**$ 5.055.820.190**	**$ 8.516.635.917**	**$ 3.700.965.919**	**$ 8.780.213.203**
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros pasivos financieros	15.662.225	-	7.891.790	24.443
Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	**$ 15.662.225**	**$ -**	**$ 7.891.790**	**$ 24.443**

32. Segmentos de operación

La Compañía se ha organizado internamente por segmentos operativos, que han sido definidos con base en la NIIF 8 Párrafo 9 que tiene como punto de partida, la segregación que solicitan los organismos decisorios de la Compañía para revisar y evaluar la gestión de los negocios; y por otra parte, los criterios establecidos en el párrafo 12 de la NIIF 8, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen características económicas similares.

Para cada uno de los segmentos, el Gerente General, el Comité de Dirección y la Junta Directiva de la Compañía, revisan los informes internos periódicamente.

En consecuencia, la Compañía ha definido los siguientes segmentos operativos, cuyos principales productos, servicios y operaciones son como se describen a continuación:

N°	SEGMENTO	OPERACIÓN
1	Generación	• Generación de energía, y • Comercialización de gas • Comercialización de bonos de carbono
2	Distribución	• Distribución y comercialización de Energía • Servicio de alumbrado público (infraestructura) y • Otros negocios.

Adicionalmente, estos segmentos cumplen con los umbrales cuantitativos para la determinación de segmentos sobre los que se debe informar al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025.

La información financiera de los segmentos se determina aplicando a cada uno de ellos las políticas generales de la Compañía descritas en el capítulo correspondiente.

A continuación, la información financiera por segmentos:

Resultados por segmentos para el periodo enero – septiembre de 2026

	Segmentos al 30 de septiembre de 2026			
	Generación	**Distribución**	**Eliminaciones o ajustes**	**Total**
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	$ 5.611.717.917	$ 6.950.285.707	$ -	**12.562.003.624**
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones Inter segmentos	583.026.787	150.894.488	(733.921.275)	-
Ingresos de actividades ordinarias	**6.194.744.704**	**7.101.180.195**	**(733.921.275)**	**12.562.003.624**
Aprovisionamientos y servicios	(2.112.953.208)	(4.104.306.212)	733.921.275	(5.483.338.145)
Depreciación y amortización	(304.561.686)	(451.631.522)	-	(756.193.208)
Gastos de personal	(189.772.001)	(252.593.777)	-	(442.365.778)
Otros ingresos (costos)	(187.179.444)	(197.814.026)	-	(384.993.470)
Ingresos por intereses	36.329.245	89.528.741	-	125.857.986
Gastos por intereses	(550.296.251)	(448.946.018)	-	(999.242.269)
Diferencias en cambio	(23.628.504)	6.870.575	-	(16.757.929)
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	131.512.110	(1.186.799)	-	130.325.311
Resultados en venta y disposición de activos	(519.270)	(9.748.425)	-	(10.267.695)
Otros rubros no monetarios:	**(87.126.281)**	**(54.768.720)**	**-**	**(141.895.001)**
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(87.126.281)	(54.768.720)	-	(141.895.001)
Utilidad antes de impuestos	**2.906.549.414**	**1.676.584.012**	**-**	**4.583.133.426**
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(929.214.920)	(627.777.073)	-	(1.556.991.993)
Utilidad neta	**$ 1.977.334.494**	**$ 1.048.806.939**	**$ -**	**$ 3.026.141.433**

Resultados por segmentos para el periodo enero – septiembre de 2025

	Segmentos al 30 de septiembre de 2025			
	Generación	**Distribución**	**Eliminaciones o ajustes**	**Total**
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	$ 4.403.207.379	$ 6.497.445.430	$ -	**10.900.652.809**
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones Inter segmentos	551.298.610	182.191.063	(733.489.673)	-
Ingresos de actividades ordinarias	**4.954.505.989**	**6.679.636.493**	**(733.489.673)**	**10.900.652.809**
Aprovisionamientos y servicios	(2.090.741.961)	(3.686.946.165)	733.489.673	(5.044.198.453)
Depreciación y amortización	(270.818.085)	(426.008.807)	-	(696.826.892)
Gastos de personal	(166.299.386)	(241.684.676)	-	(407.984.062)
Otros ingresos (costos)	(119.573.677)	(272.956.520)	-	(392.530.197)
Ingresos por intereses	23.028.528	81.876.320	-	104.904.848
Gastos por intereses	(440.472.229)	(623.156.555)	-	(1.063.628.784)
Diferencias en cambio	15.670.452	(997.453)	-	14.672.999
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	190.219.920	(23.503)	-	190.196.417
Resultados en venta y disposición de activos	(89.559)	(1.261.628)	-	(1.351.187)
Otros rubros no monetarios:	**11.282.480**	**(51.504.673)**	**-**	**(40.222.193)**
Pérdidas por deterioro de activos financieros	11.282.480	(51.504.673)	-	(40.222.193)
Utilidad antes de impuestos	**2.106.712.472**	**1.456.972.833**	**-**	**3.563.685.305**
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(609.284.404)	(516.930.536)	-	(1.126.214.940)
Utilidad neta	**$ 1.497.428.068**	**$ 940.042.297**	**$ -**	**$ 2.437.470.365**

Posición financiera por segmentos al
Al 30 de septiembre de 2026

	Segmentos al 30 de septiembre de 2026		
	Generación	**Distribución**	**Total**
Propiedades, planta y equipo	$ 13.928.652.758	$ 9.314.787.376	$ 23.243.440.134
Activos intangibles	249.650.220	263.083.373	512.733.593

Posición financiera por segmentos al **Al 30 de septiembre de 2026**	**Segmentos al 30 de septiembre de 2026**		
Cuentas por cobrar	878.269.303	1.435.001.230	2.313.270.533
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	2.658.111.956	16.009.287	2.674.121.243
Otros activos	1.727.398.068	843.338.831	2.570.736.899
Total activos operativos	**19.442.082.305**	**11.872.220.097**	**31.314.302.402**
Otros pasivos financieros	5.184.886.350	4.057.669.944	9.242.556.294
Cuentas por pagar	2.194.299.433	2.151.262.605	4.345.562.038
Provisiones	1.102.669.260	57.886.252	1.160.555.512
Otros pasivos	1.610.093.885	453.177.340	2.063.271.225
Total pasivos operativos	**$ 10.091.948.928**	**$ 6.719.996.141**	**$ 16.811.945.069**

Posición financiera por segmentos al **Al 31 de diciembre de 2025**	**Segmentos al 31 de diciembre de 2025**		
	Generación	**Distribución**	**Total**
Propiedades, planta y equipo	$ 14.464.480.926	$ 8.233.688.372	$ 22.698.169.298
Activos intangibles	269.854.684	287.132.227	556.986.911
Cuentas por cobrar	637.880.415	1.269.579.670	1.907.460.085
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	3.026.930.587	19.965.812	3.046.896.399
Otros activos	225.989.260	1.411.911.986	1.637.901.246
Total activos operativos	**18.625.135.872**	**11.222.278.067**	**29.847.413.939**
Otros pasivos financieros	5.412.505.595	4.558.785.874	9.971.291.469
Cuentas por pagar	1.338.674.125	1.179.129.761	2.517.803.886
Provisiones	1.148.910.539	67.273.565	1.216.184.104
Otros Pasivos	793.033.963	753.100.991	1.546.134.954
Total pasivos operativos	**$ 8.693.124.222**	**$ 6.558.290.191**	**$ 15.251.414.413**

33.Temas Relevantes

Distribución de Dividendos aprobados en el año 2026

La Asamblea General de Accionistas, mediante el Acta No.113 del 1 de abril de 2026, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2025 por $2.761.211.561, cuyo pago fue establecido para julio y diciembre de 2026.

Covenants Financieros Activos

El 9 de abril de 2026, S&P Global Ratings rebajó la calificación crediticia internacional de la Compañía 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 activó un covenant financiero con European Investment Bank (EIB), MUFG Bank y International Finance Corporation (IFC), el cual establece que la ratio Deuda Neta/EBITDA, medida al cierre de cada trimestre fiscal, no podrá superar 3,5 veces.

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

El 24 de junio de 2026, la Junta Directiva de la Compañía 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 del 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.

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

El 06 de julio de 2026, la Compañía desembolsó $2.250.000 a Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. con tasa de 13,128% E.A. y vencimiento el 06 de julio de 2027.

Ejecución de garantía Bancaria ISA

El 22 de julio de 2026, según lo planteado en el Otro sí 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

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 lo aprobado por la Asamblea General de Accionistas se realizó el primer giro de dividendos correspondiente a la distribución de utilidades del ejercicio 2025, así: Enel Americas S.A. por $554.196.659, Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. por $410.879.627 y a accionistas minoritarios por $1.658.093.

Cambio en la Gerencia General

El 30 de julio de 2026, la Junta Directiva de la Compañía 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 de la Compañía, cargo que asumió a partir del 20 de agosto de 2026.

Esquema de uso eficiente de energía - Resolución CREG

En el marco del Fenómeno del Niño 2026-2027, la CREG expidió la Resolución CREG 101 120 de 2026 mediante la cual establece un esquema diferencial de cobros por consumos superiores a una meta individual, con distribución posterior de los recursos recaudados entre usuarios que logren ahorro reconocido. Este programa inició el 1 de septiembre de 2026 y se propone que tenga una duración de 6 meses, la cual puede ser prorrogada o anticipada mediante circular CREG.

Investigación administrativa ante la Superintendencia de Industria y Comercio

El 3 de agosto de 2026, la Compañía fue notificada de la Resolución No. 56850 de 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 periodo 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 de la Compañía.

La Compañía 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.

Proceso de Emisión de Valores

La Compañía informa que la Superintendencia Financiera de Colombia, mediante el Oficio No. 2026173085-008-000 del 2 de septiembre de 2026, renovó por cinco (5) años el plazo de vigencia de la oferta pública de los valores que hacen parte del Programa de Emisión y Colocación de Bonos Ordinarios, Bonos Verdes Ordinarios, Bonos Sociales Ordinarios, Bonos Sostenibles Ordinarios, Bonos Ordinarios Vinculados a la Sostenibilidad y Papeles Comerciales de la Compañía.

El acto administrativo quedó ejecutoriado el 17 de septiembre de 2026. En consecuencia, la renovación surte efectos a partir de esa fecha y estará vigente hasta el 17 de septiembre de 2031.

34. Eventos Subsecuentes

Novación crédito

El 5 de octubre de 2026, llevó a cabo la novación de un crédito suscrito con Bancolombia el 5 de abril de 2022, por un monto de $480.000 millones. Las condiciones originales del crédito se mantienen, modificándose únicamente la tasa de interés aplicable. El contrato contempla los eventos de incumplimiento estándar para este tipo de financiamiento, los cuales podrían dar lugar a la aceleración del crédito. Así mismo, el contrato no contempla mecanismos de repetición frente a terceros.

Novedades directores y miembros de alta gerencia

En la Junta Directiva el 21 de octubre de 2026, se aceptó la renuncia de la señora Mónica Cataldo como Tercer Suplente del Gerente General de Enel Colombia S.A. E.S.P.

Proceso Administrativo Sancionatorio - ANLA (Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo)

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), mediante la Resolución No. 002778 del 16 de octubre de 2026, declaró responsable a Enel Colombia S.A. E.S.P. por presunto incumplimiento de obligaciones relacionadas con el manejo y control de macrófitas en el embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, e impuso una multa de $845.511. Frente a esta decisión, la Compañía interpuso recurso de reposición el 3 de noviembre de 2026, mediante el cual se solicitó la revocatoria integral de la decisión sancionatoria y de manera subsidiaria, la reliquidación de la multa a $256.005. Actualmente la sanción aún no se encuentra en firme y se espera el pronunciamiento definitivo de la autoridad respecto el recurso interpuesto.

Sentencia sobre contribución adicional 2021 - Superintendencia Servicios Públicos Domiciliarios SSPD.

El 23 de octubre de 2026, la Compañía fue notificada de una sentencia desfavorable de primera instancia relacionada con la contribución adicional del año 2021. El fallo confirmó la liquidación oficial por valor de $10.050.068 a cargo de Enel Colombia S.A. E.S.P., la cual, sumada a conceptos adicionales por $6.293.906, representa un total estimado en $16.343.974.

En su decisión, el Tribunal —fundamentándose en los criterios del Consejo de Estado— determinó que la contribución se causó el 1 de enero de 2021, considerándola fuera del alcance de los efectos de la Sentencia C-147 de 2021 de la Corte Constitucional (la cual declaró inexequible el artículo 314 de la Ley 1955 de

2019). Con base en esto, concluyó que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) estaba facultada para realizar la liquidación y cobro correspondiente.

Contra esta decisión de primera instancia, la Compañía interpuso oportunamente el recurso de apelación el 9 de noviembre de 2026, por lo que el proceso se encuentra actualmente en curso ante la segunda instancia y el fallo aún no se encuentra en firme.

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 septiembre de 2026 de Enel Colombia S.A. E.S.P. (la Compañía), que incorpora la información financiera intermedia separada, la cual comprende:

- el estado separado de situación financiera al 30 de septiembre de 2026;
- los estados separados de resultados y los estados separados del otro resultado integral por los períodos de tres y nueve meses que terminaron el 30 de septiembre de 2026;
- el estado separado de cambios en el patrimonio por el período de nueve meses que terminó el 30 de septiembre de 2026;
- el estado separado de flujos de efectivo por el período de nueve meses que terminó el 30 de septiembre 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 separada de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, y por la presentación del reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) según instrucciones de la Superintendencia Financiera de Colombia. Mi responsabilidad consiste en expresar una conclusión sobre el reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) que incorpora la información financiera intermedia separada, basada en mi revisión.

Alcance de la revisión

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

© 2026 KPMG S.A.S. es una sociedad colombiana por acciones simplificada y firma miembro de la organización global KPMG de firmas independientes, adscritas a KPMG International Limited, una compañía privada inglesa, limitada por garantía. Todos los derechos reservados.

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 separada de Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de septiembre 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.

12 de noviembre de 2026