ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS CONDENSADOS CONSOLIDADOS

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

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 de Revisor Fiscal)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado 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	$ 2.064.225.977	$ 1.150.701.653
Otros activos financieros	5	118.973.050	111.368.480
Otros activos no financieros	6	192.129.403	166.979.661
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	2.367.361.131	1.874.067.448
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	13.221.914	26.508.160
Inventarios, neto	9	480.630.149	432.278.342
Activos mantenidos para la venta	10	11.661.220	10.046.244
Activos por impuestos de renta	11	89.249.868	109.533.391
Total activo corriente		**$ 5.337.452.712**	**$ 3.881.483.379**
Activo no corriente:			
Otros activos financieros	5	270.036.073	313.737.347
Otros activos no financieros	6	223.121.004	272.096.240
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	80.485.549	187.070.293
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	12	4.256.250	5.791.195
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	13	987.553.676	1.135.518.477
Propiedades, planta y equipo, neto	14	25.833.407.012	25.682.689.069
Plusvalía	15	94.273.662	106.006.976
Activos por impuestos diferidos	16	7.575.009	6.344.511
Total activo no corriente		**$ 27.500.708.235**	**$ 27.709.254.108**
Total activo		**$ 32.838.160.947**	**$ 31.590.737.487**
Pasivo y patrimonio			
Pasivo corriente:			
Otros pasivos financieros	17	1.034.801.815	1.454.233.377
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	2.329.828.289	2.290.311.556
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	1.978.407.830	173.742.530
Provisiones	19	243.895.972	342.434.551
Pasivos por impuestos	20	657.892.870	244.318.262
Otros pasivos no financieros	21	319.327.955	365.275.722
Provisiones por beneficios a los empleados	22	153.079.346	156.478.155
Total pasivo corriente		**$ 6.717.234.077**	**$ 5.026.794.153**
Pasivo no corriente:			
Otros pasivos financieros	17	8.262.729.172	8.580.542.467
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	374.849.094	402.257.398
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	65.304.383	89.211.913
Provisiones	19	930.584.042	885.585.554
Provisiones por beneficios a los empleados	22	305.447.771	303.013.610
Pasivos por impuestos diferidos	16	883.288.917	780.642.350
Total pasivo no corriente		**$ 10.822.203.379**	**$ 11.041.253.292**
Total pasivo		**$ 17.539.437.456**	**$ 16.068.047.445**

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado Condensado Consolidado 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
Patrimonio			
Capital emitido	23	$ 655.222.313	$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Primas por fusión		5.448.823.679	5.448.823.679
Reservas		1.713.187.364	1.747.392.308
Costos de capital		(6.508.367)	(6.508.367)
Otro resultado integral (ORI)		(459.424.356)	(100.852.291)
Utilidad del periodo		3.026.141.433	3.030.007.352
Utilidades retenidas		1.272.977.475	969.976.740
Pérdidas retenidas		(258.367.060)	(258.367.060)
Utilidad por efecto de conversión a NCIF		3.267.493.838	3.267.493.838
Efecto patrimonial combinación de negocios		(263.850.751)	(263.850.751)
Ganancias acumuladas		7.044.394.935	6.745.260.119
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**$ 14.508.951.384**	**$ 14.602.593.577**
Participación no controlada		789.772.107	920.096.465
Total patrimonio		**15.298.723.491**	**15.522.690.042**
Total pasivo y patrimonio		**$ 32.838.160.947**	**$ 31.590.737.487**

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

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

Signed by 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. y Filiales
Estado Condensado Consolidado 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	24	$ 13.467.347.868	$ 12.002.724.056	$ 5.214.004.230	$ 4.040.636.578
Otros ingresos de operación	24	85.985.913	131.353.590	23.616.276	32.416.519
Total ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de operación		**13.553.333.781**	**12.134.077.646**	**5.237.620.506**	**4.073.053.097**
Aprovisionamientos y servicios	25	(5.795.516.972)	(5.387.452.856)	(2.240.646.381)	(1.756.926.784)
Margen de contribución		**$ 7.757.816.809**	**$ 6.746.624.790**	**$ 2.996.974.125**	**$ 2.316.126.313**
Otros trabajos realizados por el Grupo y capitalizados	13 y 14	154.812.422	138.592.030	54.311.150	51.225.896
Gastos de personal		(476.277.751)	(451.520.238)	(159.246.813)	(150.552.755)
Otros gastos fijos, por naturaleza	26	(684.559.070)	(730.107.774)	(224.445.625)	(239.829.883)
Resultado bruto de operación		**6.751.792.410**	**5.703.588.808**	**2.667.592.837**	**1.976.969.571**
Depreciaciones y amortizaciones	13 y 14	(902.816.434)	(852.832.111)	(302.751.547)	(287.485.293)
Pérdidas por deterioro	7	(146.567.711)	(41.329.913)	(79.330.407)	(22.498.219)
Resultado de operación		**5.702.408.265**	**4.809.426.784**	**2.285.510.883**	**1.666.986.059**
Ingresos financieros		141.044.128	122.721.258	49.595.644	38.289.087
Gastos financieros	27	(1.021.274.144)	(1.100.627.203)	(360.530.487)	(324.348.829)
Diferencia en cambio, neto		(5.733.320)	8.392.111	(11.779.025)	(1.758.372)
Resultado financiero, neto		**(885.963.336)**	**(969.513.834)**	**(322.713.868)**	**(287.818.114)**
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	12	1.234.781	(5.411.264)	120.574	150.972
Resultados en venta y disposición de activos, neto	28	(9.967.639)	(1.819.111)	(5.724.104)	(693.839)
Resultados antes de impuesto a las ganancias		**4.807.712.071**	**3.832.682.575**	**1.957.193.485**	**1.378.625.078**
Gasto por impuestos a las ganancias		(1.683.805.573)	(1.268.061.866)	(686.652.928)	(440.651.478)
Utilidad del periodo		**$ 3.123.906.498**	**$ 2.564.620.709**	**$ 1.270.540.557**	**$ 937.973.600**
Utilidad atribuible					
A los accionistas		3.026.141.433	2.437.470.365	1.252.633.959	896.582.802
Participación no controlada		97.765.065	127.150.344	17.906.598	41.390.798
Resultado del periodo		**$ 3.123.906.498**	**$ 2.564.620.709**	**$ 1.270.540.557**	**$ 937.973.600**
Resultado por acción básica y diluida					
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 consolidados.

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

Signed by 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. y Filiales
Estado Condensado Consolidado 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 al 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 periodo	**$ 3.123.906.498**	**$ 2.564.620.709**	**$ 1.270.540.557**	**$ 937.973.600**
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)
Diferencias en conversión de negocios en el extranjero	(346.680.782)	(404.050.834)	(88.249.624)	(136.267.297)
Otro resultado del periodo, antes de impuestos a las ganancias	**(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	**$ 2.765.334.433**	**$ 2.092.809.952**	**$ 1.211.096.240**	**$ 736.360.195**
Utilidad atribuible:				
A los accionistas	2.667.569.368	1.965.659.608	1.193.189.642	694.969.397
Participación no controlada	97.765.065	127.150.344	17.906.598	41.390.798
Utilidad del periodo	**$ 2.765.334.433**	**$ 2.092.809.952**	**$ 1.211.096.240**	**$ 736.360.195**

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

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

Signed by 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. y Filiales
Estado Condensado Consolidado de Cambios en el Patrimonio, Intermedio
Por el periodo de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2026
(Cifras comparativas por el periodo de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2025)
(En miles de pesos colombianos)

					Reservas					Otro resultado integral							
	Capital emitido	Costos de capital	Primas de emisión	Primas por fusión	Reserva legal	Reserva Estatutaria	Reserva ocasional	Otras reservas	Total reservas	Ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura de flujo de efectivo	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Efecto en conversión	Total otro resultado integral	Ganancias acumuladas	Total patrimonio	Participación no controlada	Total patrimonio
Patrimonio inicial al 01 de enero de 2025	**$ 655.222.313**	**$ (6.508.367)**	**$ 113.255.816**	**$ 5.448.823.679**	**$ 354.065.638**	**$ 178.127**	**$ 282.901.905**	**$ 1.146.052.277**	**$ 1.783.197.947**	**$ 60.467.892**	**$ (97.142.708)**	**$ 512.260.156**	**$ 475.585.340**	**$ 5.741.995.326**	**$ 14.211.572.054**	**$ 1.029.420.387**	**$ 15.240.992.441**
Resultado integral																	
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.437.470.365	2.437.470.365	127.150.344	2.564.620.709
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(82.439.261)	14.679.338	(404.050.834)	(471.810.757)	-	(471.810.757)	-	(471.810.757)
Total resultado integral	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(82.439.261)**	**14.679.338**	**(404.050.834)**	**(471.810.757)**	**2.437.470.365**	**1.965.659.608**	**127.150.344**	**2.092.809.952**
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(35.805.639)	-	(35.805.639)	-	-	-	-	(2.026.742.551)	(2.062.548.190)	-	(2.062.548.190)
Decrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8)	(8)	(229.924.649)	(229.924.657)
Total disminución en el patrimonio	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(35.805.639)**	**-**	**(35.805.639)**	**(82.439.261)**	**14.679.338**	**(404.050.834)**	**(471.810.757)**	**410.727.806**	**(96.888.590)**	**(102.774.305)**	**(199.662.895)**
Patrimonio final al 30 de septiembre de 2025	**$ 655.222.313**	**$ (6.508.367)**	**$ 113.255.816**	**$ 5.448.823.679**	**$ 354.065.638**	**$ 178.127**	**$ 247.096.266**	**$ 1.146.052.277**	**$ 1.747.392.308**	**$ (21.971.369)**	**$ (82.463.370)**	**$ 108.209.322**	**$ 3.774.583**	**$ 6.152.723.132**	**$ 14.114.683.464**	**$ 926.646.082**	**$ 15.041.329.546**
Patrimonio inicial al 01 de enero de 2026	**$ 655.222.313**	**$ (6.508.367)**	**$ 113.255.816**	**$ 5.448.823.679**	**$ 354.065.638**	**$ 178.127**	**$ 247.096.266**	**$ 1.146.052.277**	**$ 1.747.392.308**	**$ (17.935.506)**	**$ (74.384.943)**	**$ (8.531.842)**	**$ (100.852.291)**	**$ 6.745.260.119**	**$ 14.602.593.577**	**$ 920.096.465**	**$ 15.522.690.042**
Resultado integral																	
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.026.141.433	**3.026.141.433**	97.765.065	**3.123.906.498**
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.296.529)	(8.594.754)	(346.680.782)	(358.572.065)	-	**(358.572.065)**	-	**(358.572.065)**
Total resultado integral	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(3.296.529)**	**(8.594.754)**	**(346.680.782)**	**(358.572.065)**	**3.026.141.433**	**2.667.569.368**	**97.765.065**	**2.765.334.433**
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(34.204.944)	-	(34.204.944)	-	-	-	-	(2.727.006.617)	(2.761.211.561)	(35.616)	(2.761.247.177)
Decrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(228.053.807)	(228.053.807)
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)**	**(130.324.358)**	**(223.966.551)**
Patrimonio final al 30 de septiembre de 2026	**$ 655.222.313**	**$ (6.508.367)**	**$ 113.255.816**	**$ 5.448.823.679**	**$ 354.065.638**	**$ 178.127**	**$ 212.891.322**	**$ 1.146.052.277**	**$ 1.713.187.364**	**$ (21.232.035)**	**$ (82.979.697)**	**$ (355.212.624)**	**$ (459.424.356)**	**$ 7.044.394.935**	**$ 14.508.951.384**	**$ 789.772.107**	**$ 15.298.723.491**

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

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

Signed by 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. y Filiales
Estado Condensado Consolidado de Flujo de Efectivo, Intermedio y Método Directo
Por el periodo de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2026
(Cifras comparativas por el periodo de 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 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	$ 12.694.064.677	$ 10.964.798.720
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	1.999.058.126
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(5.922.824.273)	(5.094.738.600)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(348.770.521)	(360.416.103)
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	(1.854.929.209)	(1.667.745.639)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	**6.761.742.505**	**5.909.326.338**
Intereses recibidos	38.136	-
Impuestos a las ganancias pagados	(1.011.929.326)	(724.568.182)
Otras (salidas) de efectivo	(168.551.415)	(146.653.219)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	**5.581.299.900**	**5.038.104.937**
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión:		
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	-	23.899.720
Importe procedente de la venta de propiedades, planta y equipo	-	59.615.550
Compra de propiedades, planta y equipo e intangibles	(1.954.319.223)	(2.383.133.076)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	(14.815.572)	(71.710.626)
Cobros derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	924.386	13.671.630
Intereses recibidos actividades inversión	70.251.634	45.773.752
Otras (salidas) de efectivo	(40.110.132)	(39.375.819)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	**(1.938.068.907)**	**(2.351.258.869)**
Flujos de efectivo procedentes (utilizados) en actividades de financiación:		
Importes procedentes de préstamos	281.615.000	760.644.000
Pago de préstamos	(1.077.156.464)	(1.687.003.172)
Dividendos pagados accionistas	(1.085.585.955)	(888.516.221)
Intereses pagados financiación	(774.425.174)	(691.613.828)
Intereses pagados por arrendamientos (NIIF16)	(24.250.637)	(22.286.268)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF 16)	(45.561.972)	(39.303.690)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	(16.996.837)	(115.949.225)
Otras entradas de efectivo financiación	12.655.370	22.060.540
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	**(2.729.706.669)**	**(2.661.967.864)**
Cambio neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**913.524.324**	**24.878.204**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	**1.150.701.653**	**1.263.347.284**
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	**$ 2.064.225.977**	**$ 1.288.225.488**

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

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

Signed by 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 consolidada que se adjunta, al 30 de septiembre de 2026 de Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales (el Grupo), la cual comprende:

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

Alcance de la revisión

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

© 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 consolidada 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

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

Índice

1. Información general 9
2. Bases de presentación 31
3. Políticas contables 37
4. Efectivo y equivalentes al efectivo 37
5. Otros activos financieros 39
6. Otros activos no financieros 42
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto 44
8. Saldos y transacciones con partes relacionadas 48
9. Inventarios, neto 54
10. Activos mantenidos para la venta 55
11. Activos por impuesto de renta 56
12. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas 57
13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto 58
14. Propiedades, Planta y Equipo, neto 61
15. Plusvalía 66
16. Impuestos diferidos, neto 66
17. Otros pasivos financieros 69
18. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar 74
19. Provisiones 77
20. Pasivos por impuestos 84
21. Otros pasivos no financieros 87
22. Provisiones por beneficios a los empleados 88
23. Patrimonio 92
24. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación 93
25. Aprovisionamientos y servicios 96
26. Otros gastos fijos, por naturaleza 98
27. Gastos financieros 99
28. Resultado en venta y disposición de activos, neto 101
29. Sanciones 101
30. Compromisos y contingencias 108
31. Mercado de derivados energéticos 120
32. Información sobre valores razonables 121
33. Categorías de activos y pasivos financieros 123
34. Segmentos de Operación 123
35. Temas relevantes 126
36. Eventos Subsecuentes 128

1. Información general

1.1. Ente Económico

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

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

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

La composición accionaria de Enel Colombia S.A. E.S.P. a corte de 30 de septiembre de 2026 es:

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

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

La situación de Grupo Empresarial inscrita en el registro mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá fue actualizada mediante la inscripción de documento privado del 17 de octubre de 2024, inscrito el 21 de enero de 2025 bajo el No.03233099 del libro IX, por medio del cual la sociedad extranjera Enel S.p.A. (Matriz) comunica que ejerce Situación de Control y que se configura Grupo Empresarial de manera directa sobre la sociedad Enel Américas S.A. (Filial) quien a su vez ejerce control de manera directa sobre las sociedades Enel Colombia S.A. E.S.P. A su vez, la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. (Subordinada), ejerce control de manera directa sobre las sociedades Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., Fundación Enel Colombia, Guayepo Solar S.A.S., Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S., Atlántico Photovoltaic S.A.S. E.S.P., Enel Green Power Fotovoltaica La Loma S.A.S. en liquidación, Latamsolar Energías Renovables S.A.S., Latamsolar Fotovoltaica Sahagún S.A.S. y Guayepo Solar III S.A.S. E.S.P. (Subordinadas).

Los estados financieros intermedios condensados consolidados, incluyen a Enel Colombia S.A. E.S.P. y a sus filiales. A continuación, se detalla cada una de las compañías, la participación económica que el Grupo tiene sobre ellas y su objeto social al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025:

Tipo de participación directa

Compañía	% Participación económica
Enel Costa Rica CAM S.A.	100,00%
Enel Guatemala S.A.	99,99%
Enel Panamá CAM S.R.L.	99,97%
Generadora de Occidente S.A. (*)	99,99%
Enel Renovable S.R.L. (**)	0,99%
Tecnoguat S.A.	75,00%
Renovables de Guatemala S.A.	99,99%
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	100,00%

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

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

Tipo de participación indirecta

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

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

- **Colombia**

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

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

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

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

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

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

- **Costa Rica**

- **Enel Costa Rica CAM S.A.**

Enel Costa Rica CAM S.A. es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes costarricenses como una empresa de servicios del sector eléctrico para fines comerciales, es de origen costarricense, tiene sus oficinas principales en San José, Escazú, Guachipelín Centro 27, tercer piso. El plazo social de la entidad jurídica es por 99 años, iniciando el 11 de septiembre de 1991, por lo que finaliza el 11 de septiembre del 2090. Esta duración se puede prorrogar por acuerdo de Asamblea de Accionistas.

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

Tiene un capital social de USD $27.500.000 representado por 27.500.000 acciones comunes y nominativas de USD $1.00 cada una. La composición accionaria de Enel Costa Rica CAM S.A., a corte del 30 de septiembre de 2026, pertenece en su totalidad a Enel Colombia S.A. E.S.P.

Tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

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

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

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

- **Panamá**

- **Enel Panamá CAM S.R.L.**

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

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

La actividad principal de Enel Panamá CAM S.R.L., consiste en operar y desarrollar plantas de generación de energía hidroeléctrica, fotovoltaica y fuentes renovables y está conformado por tres (3) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá; opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y once (11) plantas de generación fotovoltaicas al 30 de septiembre de 2026.

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

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

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

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

- **Enel Fortuna S.A.**

Enel Fortuna S.A., es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República de Panamá. Inició operaciones bajo una administración privada el 8 de enero de 1999, resultante del proceso de privatización en la

que el Gobierno de Panamá vendió 49% de las acciones comunes a Américas Generation Corporation (AGC), en la actualidad Enel Panamá CAM, S.R.L. y 1,1% a los empleados del antiguo IRHE.

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

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

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

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

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

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

- La ASEP otorga a Enel Fortuna S.A. una concesión para la generación de energía hidroeléctrica, mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí.

- Enel Fortuna S.A. está autorizada a prestar el servicio público de generación de electricidad, el cual comprende la operación y mantenimiento de una planta de generación eléctrica, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión y equipos de transformación, con el fin de producir y vender en el sistema eléctrico nacional y realizar ventas internacionales de energía.

- El término de vigencia de la concesión otorgada tiene una duración de cincuenta (50) años. El mismo puede ser prorrogado por un periodo de hasta cincuenta (50) años, previa solicitud a la ASEP y su debida aprobación.

- Enel Fortuna S.A. tendrá el derecho de poseer, operar y mantener los bienes del complejo y realizar mejoras sobre los mismos. Se requerirá aprobación previa en los casos en que aumente la capacidad de la planta en 15% o más en el mismo sitio.

- Enel Fortuna S.A. tendrá la libre disponibilidad de los bienes propios y los bienes del complejo.

- Enel Fortuna S.A. tendrá los derechos sobre los bienes inmuebles y derechos de vía o paso, dentro del Complejo Hidroeléctrico pudiendo realizar todas las actividades necesarias para la generación y venta de energía hidroeléctrica. Así mismo, también tendrá el derecho de vía o acceso a las áreas del complejo hidroeléctrico actualmente habilitadas y en uso.

- Enel Fortuna S.A. podrá solicitar la adquisición forzosa de inmuebles y la constitución de servidumbres en su favor conforme lo estipula la Ley No.6 y su reglamento. La oficina principal de la Compañía se encuentra ubicada en Ciudad de Panamá, Corregimiento de Bella Vista, Avenida Aquilino de la Guardia, PH Marbella Office Plaza, piso 3.

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

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

- **Enel Renovable S.R.L.**

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

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

El 24 de mayo de 2024, quedó debidamente inscrita en el Registro Público de Panamá, la Escritura No. 10**.**643 del 22 de mayo de 2024, contentiva del Convenio de Fusión por absorción entre las sociedades Enel Renovable S.R.L. (sociedad absorbente) y Progreso Solar 20MW, S.A. (sociedad absorbida).

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

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

- **Guatemala**

- **Enel Guatemala S.A.**

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

Enel Guatemala S.A. fue constituida mediante escritura pública No. 23 autorizada el 4 de noviembre de 1999 e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 42426, folio 55, libro 136 de Sociedades con fecha 15 de noviembre de 1999.

La composición accionaria de Enel Guatemala S.A. a corte de 30 de septiembre de 2026 es:

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

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

- **Generadora de Occidente S.A.**

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

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

La composición accionaria de Generadora de Occidente S.A. a corte de 30 de septiembre de 2026 es:

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

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

Esta sociedad fue fusionada con Generadora Montecristo, S.A., siendo Generadora de Occidente, S.A. la entidad absorbente, mediante escritura pública No. 47 autorizada el 1 de abril de 2025 por la Notaria Liza María Alfaro Del Cid, e inscrita en el Registro Mercantil en fecha 3 de abril de 2025.

- **Tecnoguat S.A.**

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

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

La composición accionaria de Tecnoguat S.A. a corte de 30 de septiembre de 2026 es:

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

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

- **Renovables de Guatemala S.A.**

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

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

La composición accionaria de Renovables de Guatemala S.A. a corte del 30 de septiembre de 2026 es:

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

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

1.1.1. Capacidad Instalada

El Grupo cuenta con 39 centrales que se describen a continuación:

Colombia

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
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 2 de septiembre de 2026.

Centroamérica

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

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

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

1.2. Comercialización de Gas

Las ventas de gas (operación desarrollada únicamente en Colombia) realizadas entre enero y septiembre de 2026 fueron de 30,28 Mm3, manteniendo la presencia en la atención de clientes industriales, mercado regulado y gas natural vehicular en la Costa Atlántica y Bogotá, así como la venta a otros comercializadores y distribuidores.

Para el 2026 Enel Colombia S.A. E.S.P. se mantiene activa en todos los procesos de compra y venta del mercado secundario a través de negociaciones de suministro y transporte intradiarias.

1.3. Contratos de colaboración empresarial

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

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

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

El 28 de enero de 2022, se realizó el segundo giro con el que se alcanza el 100% del aporte de capital acordado entre las partes (48,99% Enel Colombia S.A. E.S.P. y 51,01% Scotiabank Colpatria S.A.).

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

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

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

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

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

1.4. Marco legal y regulatorio

Estrategia y Gestión Regulatoria

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

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

De forma complementaria, se realiza el seguimiento y control de las novedades regulatorias y normativas que son expedidas por las diferentes autoridades encargadas de definir la política, la regulación, la vigilancia y control a nivel nacional, regional y local, socializando, identificando y gestionando los potenciales impactos con las líneas de negocio. Adicionalmente se realiza monitoreo de novedades institucionales que tengan relación y pueden tener un impacto en la operación de los negocios.

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

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

Energía Eléctrica

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

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

Las transacciones de energía del sector eléctrico se fundamentan en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales, Subastas de Contratación de Largo Plazo – SCLP y otros mecanismos de comercialización habilitados en el marco de la resolución CREG 114 de 2018. Adicionalmente, los agentes del sector pueden transar energía a través de un mercado de corto plazo denominado bolsa de energía, que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

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

En el caso de las OEF, están reguladas a través de distintas resoluciones de la CREG que determinan si las subastas se efectúan sobre plantas existentes o proyectos futuros, como por ejemplo la CREG 101-017 de 2022, que da la opción de participar a las plantas generadoras en base a gas natural, la CREG 101-004 de 2022, que estableció la oportunidad en que se asignarán las OEF del Cargo por Confiabilidad a quienes representen plantas existentes para los periodos comprendidos de diciembre 1° de 2023 a noviembre 30 de 2024, y diciembre 1° de 2024 a noviembre 30 de 2025, y la CREG 133 de 2021 que propone definir un esquema competitivo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes, la cual aún está en discusión.

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

La actividad de generación está compuesta por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía al mercado de energía mayorista (MEM), al precio resultante de procesos de libre concurrencia en el caso del cobro aplicado a los usuarios regulados, o a grandes clientes denominados usuarios no regulados, mediante contratos bilaterales.

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

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

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

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

En enero se publicó el Decreto Legislativo 0044 de 2025 - Medidas por Emergencia Económica (Decreto 1390 del 22 de diciembre de 2025): tuvo como objetivo trasladar de manera directa a las empresas generadoras las dificultades de liquidez 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 el que propone la implementación de un mecanismo permanente de participación voluntaria de la demanda en Mercado de Energía Mayorista (MEM). Además, modifica el numeral 2 del Anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 con el fin de detallar la estimación y definición de la línea base de consumo de energía horaria.

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

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

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

La Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó la Resolución CREG 501 137 de 2026, en la cual se definen las metas 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 2026, el cual declaró el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en ocho departamentos de Colombia (Córdoba, Antioquia, La Guajira, Sucre, Bolívar, Cesar, Magdalena y Chocó). Esta medida fue tomada por el Gobierno Nacional para atender una grave calamidad pública ocasionada por eventos climáticos extremos (frente frío).

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

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

La Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó la Resolución CREG 101 099/26. Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto con usuarios de forma remota, se regulan

aspectos comerciales, de conexión y operación en el SIN, y se establecen disposiciones respecto de recursos sin entrega de energía a la red.

En marzo, el Ministerio de Minas y Energía emitió 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, por medio del cual solicita a la CREG que permita la aplicación inmediata del régimen de Obligaciones de Energía Firme (OEF) al Precio de Escasez Inferior (PEI= COP 359/kWh) para las centrales hidroeléctricas existentes con OEF asignadas.

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. Por lo cual habilita una nueva ventana para que los generadores con OEF asignadas en el esquema del Cargo por Confiabilidad puedan acogerse voluntariamente al Precio de Escasez Inferior (PEI), a cambio de un ajuste en la prima del Cargo calculado por el ASIC en cerca de USD 2/MWh.

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

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

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 2025-2029 presentado por Enel Colombia S.A. E.S.P., con una aprobación del 96%.

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

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

promueve el apilamiento de servicios, arbitraje de energía y tecnologías como grid forming. Habilita servicios: desplazamiento de carga, regulación de frecuencia, control de tensión, respuesta de la demanda, soporte a la red, servicios de potencia. Faculta a MME y la UPME para definir la planeación, ubicación, condiciones técnicas y servicios de los SAE, así como su inclusión en los planes de expansión del sistema. La CREG debe establecer mecanismo de remuneración SAE en 12 meses. Operadores de Red definirán su ubicación. Habilita al MME para expedir normativa transitoria en caso de retrasos por parte de las entidades competentes.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

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

De igual forma, mediante el Decreto 1076 del 26 de mayo de 2015, se realiza la compilación de las normas ambientales expedidas por el Gobierno Nacional, específicamente, todos los decretos reglamentarios vigentes que desarrollan las leyes en materia ambiental y cuyo propósito es evitar la dispersión normativa.

El contenido se divide en tres secciones (libros):

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

En la sección (libro) 2 se desarrolla la reglamentación para el uso, manejo y gestión de los recursos naturales; así como, instrumentos financieros, económicos y tributarios y régimen sancionatorio.

La Ley 2169 de 2021, denominada Ley de Acción Climática, impulsa el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad y resiliencia climática para los sectores, dando carácter legal a la NDC2020 (Contribución nacionalmente determinada del 2020) la cual busca implementar estrategias a corto, mediano y largo plazo para conservar y proteger los recursos naturales del país, llegar a la carbono neutralidad así como reducir las emisiones de GEI. Plantea que en el 2030 culminen acciones que permitan llegar a cero la deforestación, disminuir las emisiones de carbono negro en un 40%, refrendar la meta de disminuir en un 51% las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y/o alcanzar la carbono-neutralidad para 2050.

A continuación, lineamientos asociados a regulación ambiental de 2026:

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

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

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

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, reemplazando la declaración temporal existente. Si bien la resolución endurece los requisitos para actividades mineras, eventualmente puede generar tensiones o requisitos adicionales para otro tipo de proyectos en el área de influencia.

Gas Natural

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

A partir de la expedición del Decreto 2100 de 2011, se ha expedido una regulación orientada especialmente a asegurar y garantizar el abastecimiento, la confiabilidad y la continuidad del servicio en el sector de gas natural. En este sentido, se han definido instrumentos regulatorios con el fin de incentivar las importaciones y el aumento de la producción de gas, estandarización de modalidades contractuales con el objeto de asegurar la atención de

la demanda esencial en firme, definición de mecanismos de negociación que promuevan la competencia y la fijación de precios eficientes, y la creación y consolidación de un gestor de mercado con el fin disponer de manera oportuna de información operativa y comercial del sector.

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

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

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

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

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

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

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.

Marco regulatorio Centroamérica: Costa Rica, Guatemala y Panamá

Mercado Eléctrico Regional - MER

El concepto de Mercado Eléctrico Centro Americano implica dos componentes:

a) La creación y puesta en marcha de un Mercado Eléctrico Regional (MER), mercado mayorista supranacional que sirva de base para la inversión en el sistema integrado de transmisión; y

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

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

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

- En el Mercado se realizan transacciones comerciales de electricidad mediante intercambios de oportunidad producto del despacho económico regional y mediante contratos entre los agentes del mercado.

- Los agentes del Mercado, a excepción de los transmisores, pueden comprar y vender energía eléctrica libremente, sin discriminación de ninguna índole, garantizándose el libre tránsito de energía eléctrica por las redes en los países miembros del MER.

- Los agentes del Mercado pueden instalar sus plantas de generación en cualquiera de los países (exceptuando Costa Rica que actualmente solo reconoce como agente regional al Instituto Costarricense de Electricidad) miembros del MER para la comercialización a nivel regional de la energía producida.

- Los agentes del Mercado tienen libre acceso a las redes de transmisión regional y nacional, definiéndose la transmisión regional como el transporte de energía a través de las redes de alta tensión que conforman la Red de Transmisión Regional (RTR).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Costa Rica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En el mes de septiembre, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos mediante la Resolución RE-0051-IE-2026 publicó la aplicación de oficio, por primera vez, de la “Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el sistema eléctrico nacional (SEN)”. Su aplicación tendrá un periodo transitorio de 12 meses donde las tarifas no serán aplicadas, periodo en el cual se desarrollará adecuación de sistemas, procedimientos, controles y procesos de liquidación.

Guatemala

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

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

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

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

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

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

El sistema de transporte está conformado por el sistema principal y el sistema secundario. El sistema principal incluye el sistema nacional interconectado troncal, la interconexión Guatemala. El Salvador y la interconexión Guatemala – México y con América Central, mediante el Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central (SIEPAC); el sistema secundario está conformado por la infraestructura eléctrica utilizado por los generadores para el suministro de energía al sistema principal, y el que va del sistema principal a los centros

de distribución. La red de transporte opera básicamente en cuatro niveles de voltaje: 400 kW, 230 kW, 138 kW y 69 kW.

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

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

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

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

En el mes de julio, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante las Resoluciones CNEE-230-2026 y CNEE-231-2026 aprobó las modificaciones a la Norma Técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la Generación Distribuida Renovable.

En el mes de agosto, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala publicó la Resolución CNEE-282-2026, mediante la cual se aprueba las modificaciones a las Normas de Coordinación Comercial relacionadas con las importaciones firmes provenientes del Mercado Eléctrico Regional (MER) propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Considera ajustes a las normas NCC-2, NCC-3, NCC-9 y NCC-10.

Panamá

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

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

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

El transporte de energía eléctrica en alta tensión desde el punto de entrega de los generadores hasta el punto de recepción por la empresa distribuidora o gran cliente lo realiza ETESA, y quien coordina las operaciones y las

transacciones que se dan entre los participantes del mercado mayorista de electricidad, es el Centro Nacional de Despacho (CND), una dependencia de ETESA.

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

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

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

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

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

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

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

En agosto, el Gobierno de Panamá declaró el Estado de Emergencia Nacional mediante la Resolución de Gabinete N°80 debido a las graves alteraciones climáticas causadas por El Niño. Esta autoriza contrataciones especiales destinadas a la ejecución de obras y la adquisición de bienes y servicios hasta el 30 de junio de 2027, para atender las situaciones de emergencia puntuales a consecuencia de la situación climatológica; bajo el procedimiento especial de adquisiciones de emergencia sustentado en la Ley 22 de 2006.

2. Bases de presentación

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

Los estados financieros intermedios condensados consolidados incluyen información comparativa correspondiente al 31 de diciembre de 2025 para el estado condensado consolidado de situación financiera, intermedio, y por los periodos de tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2025 para el estado condensado consolidado de resultados, intermedio y por naturaleza; para el estado condensado consolidado del otro resultado integral, intermedio; para el estado condensado consolidado de cambios en el patrimonio, intermedio y para el estado condensado consolidado de flujo de efectivo, intermedio y método directo.

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

2.1. Principios contables

La información financiera intermedia condensada consolidada al y por los periodos de tres y 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.

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

- **Título 4 Regímenes especiales del Capítulo 1 del Decreto 2420 de 2015:**

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

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

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

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

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

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

2.2. Base contabilidad de causación

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

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

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

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

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

2.4 Estimados y criterios contables relevantes

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros.
- La vida útil de los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo.
- La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros.
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros.
- Los ingresos por energía entregada y no facturada derivados de la actividad de distribución que proceden de la prestación del servicio de energía al quedar pendiente la lectura de los consumos en cada uno de los ciclos de facturación, los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación.
- Los ingresos y gastos estimados derivados de la actividad de generación que proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado mayorista y no regulado, de la bolsa de energía, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC por sus siglas en inglés) y del cargo por confiabilidad; así como; las compras de energía necesarias para atender dichos contratos; los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación.
- Las variaciones en los ingresos y cuentas por cobrar originados de los cambios tarifarios y/o entrada en vigencia de opciones tarifarias y componentes de ajustes en la tarifa de acuerdo con las actualizaciones regulatorias.
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales, sociales y de infraestructura surgidos de la licencia ambiental principalmente de las centrales y nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar.
- Los resultados fiscales, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados.
- Las obligaciones de desmantelamiento cuando existe el requerimiento legal de hacerlo se estiman con base en la vida útil de la central y/o parque.

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

2.5 Entidades filiales

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

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

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

2.6 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

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

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

Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

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

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

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

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

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

2.7 Inversiones contabilizadas por el método de participación

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

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera consolidado por la proporción de su patrimonio total que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera consolidado, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

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

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

2.8 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

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

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

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

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

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

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

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

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

(2) El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.

(3) Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

(4) Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

(5) Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling of interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor en libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

(6) Cuando se pierde control sobre una subsidiaria, se dan de baja en cuentas los activos y pasivos de la subsidiaria, cualquier participación no controladora relacionada y otros componentes de patrimonio. Cualquier ganancia o pérdida resultante se reconoce en resultados. Si se retiene alguna participación en la ex subsidiaria y ésta se contabiliza utilizando el método de participación, se reconoce la parte de la ganancia o pérdida que procede de la nueva medición a valor razonable en el resultado del período solo en la medida de la participación en la nueva asociada; si la participación que se retiene se contabiliza de acuerdo con NIIF 9, la parte de la ganancia o pérdida se reconoce en su totalidad en el resultado del período.

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

2.9 Moneda funcional y de presentación

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

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

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

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

2.10 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

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

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

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

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

Tipos de cambio:

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

	Al 30 de septiembre de 2026	
	Cierre	**Medio**
Dólar Estadounidense $ US	$ 3.341,23	$ 3.500,52

3. Políticas contables

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

4. Efectivo y equivalentes al efectivo

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Saldos en bancos	$ 1.720.678.813	$ 911.378.196
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (a)	173.053.485	162.546.351
Depósitos (b)	170.439.283	76.726.864
Efectivo en caja	54.396	50.242
	$ 2.064.225.977	**$ 1.150.701.653**

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

Detalle por moneda	**Al 30 de septiembre de 2026**	**Al 31 de diciembre de 2025**
Pesos Colombianos	$ 1.679.014.840	$ 784.556.714
Dólares Americanos	351.461.627	329.380.890
Colón Costarricense	30.742.403	32.914.423

Detalle por moneda	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Quetzal Guatemalteco	3.007.107	3.849.626
	$ 2.064.225.977	**$ 1.150.701.653**

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

El incremento del efectivo y equivalentes del efectivo por $913.524.324 corresponde a: recaudo por $12.694.064.677; pagos a proveedores por $(7.877.143.496), desembolsos de préstamos financieros y pagos de capital e intereses netos por $(1.569.966.638), pago de dividendos por $(1.085.585.955), pago de impuestos a las ganancias por $(1.011.929.326) y otros por $(235.914.938).

(a) El otro efectivo y equivalentes al efectivo, está compuesto principalmente por las carteras colectivas que corresponden a operaciones habituales que realiza diariamente la tesorería a estas entidades, con el fin de canalizar los recursos procedentes del recaudo y disponerlos para el manejo de la liquidez de corto plazo de Enel Colombia S.A. E.S.P. junto con la constitución de TIDIS para el pago de impuestos.

El aumento de septiembre 2026 versus diciembre 2025 se origina principalmente porque las carteras colectivas presentan mayores recursos para el manejo de las operaciones diarias.

(b) Corresponde a certificados de depósitos en la compañía Enel Fortuna S.A.:

País	Entidad	Valor	Fecha de inicio	Fecha final	Plazo para vencimiento	Tasa
Panamá	Banco Davivienda (Panamá) S.A.	$ 35.422.718	15/9/2026	17/11/2026	63	3,50%
Panamá	Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	34.142.359	15/9/2026	17/11/2026	63	4,13%
Panamá	Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	34.049.606	15/9/2026	17/11/2026	63	4,13%
Panamá	Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	33.412.300	12/8/2026	14/10/2026	63	3,91%
Panamá	Banco Latinoamericano de Exportaciones, S.A. (Bladex)	33.412.300	17/8/2026	14/10/2026	58	3,90%
		$ 170.439.283				

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

Al 30 de septiembre de 2026, el Grupo utiliza garantías bancarias que le permiten respaldar operaciones de compra de energía, garantizando a los proveedores el pago.

Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, el importe de la provisión por deterioro del efectivo y equivalentes de efectivo es de $377.727 y $449.625, respectivamente.

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	Pagos de préstamos e intereses y otros	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	329.749.922	-	(69.812.609)	10.266.644	27.555.505	27.086.003	-	324.845.465
Préstamos vinculados	94.696.813	-	(16.996.837)	(10.688.813)	4.468.137	-	-	71.479.300
Instrumentos derivados	7.916.233	12.655.370	-	(50.673.243)	-	-	45.763.865	15.662.225
Total pasivos por actividades de financiación	**$ 10.129.472.657**	**$ 294.270.370**	**$ (1.938.391.084)**	**$ (48.914.085)**	**$ 859.722.561**	**$ 27.086.003**	**$ 45.763.865**	**$ 9.369.010.287**

		Flujos de efectivo		Cambios distintos al efectivo				
	Saldo al 1 de enero de 2025	Importes procedentes	Pagos de préstamos e intereses y otros	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	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	300.478.070	-	(61.589.958)	(1.683.221)	24.373.308	41.802.102	-	303.380.301
Préstamos vinculados	251.005.943	-	(115.949.225)	(29.568.456)	11.451.558	-	-	116.939.820
Instrumentos derivados	2.832.573	22.060.540	-	(39.177.174)	-	-	21.476.408	7.192.347
Otros	4.170	-	-	(4.170)	-	-	-	-
Total pasivos por actividades de financiación	**$ 10.394.656.194**	**$ 782.704.540**	**$ (2.556.156.183)**	**$ (68.827.694)**	**$ 759.501.099**	**$ 41.802.102**	**$ 21.476.408**	**$ 9.375.156.466**

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)	7.435.313	269.588.799	2.736.347	313.691.199
Instrumentos derivados de cobertura (5)	3.004.024	341.454	24.540.814	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (6)	-	105.820	-	46.148
	$ 118.973.050	**$ 270.036.073**	**$ 111.368.480**	**$ 313.737.347**

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

(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 Fideicomiso de Alianza Fiduciaria bajo la figura de obras por impuestos para la rehabilitación vial de Guacamayas Huila.

(b) En septiembre de 2025 se hace registro del Fideicomiso BBVA Ptar Sibaté, para la administración y pago de las obras.

(c) El 29 de mayo de 2026 se constituyó con Fiduprevisora el Patrimonio autónomo 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 a través de Fiduprevisora S.A., 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 y el 30 de agosto de 2026 el correspondiente al municipio de Pulí a través de Aval Fiduciaria S.A.

Los fideicomisos existentes en Enel Colombia S.A. E.S.P. tienen una destinación específica y respaldan obligaciones contratadas en proyectos clave para el negocio, que aclaran su destinación. Los valores del detalle anterior se presentan sin deterioro.

(2) 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 31).

(3) Al 30 de septiembre 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:

Entidad	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	-
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 31 de diciembre de 2025, en Enel Colombia S.A. E.S.P. se tienen $6.918.703 y $2.358.847, respectivamente; que corresponden a la cuenta por cobrar estimada por concepto de intereses del Swap de cobertura con tasa de interés de deuda en IBR.

Centroamérica

Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, las compañías de Centroamérica tienen un saldo neto de $270.105.409 y $314.068.699, respectivamente; que corresponden a:

• Enel Panamá CAM, S.R.L. en el activo no corriente, presenta un valor de depósitos restringidos por $163.364.771 correspondientes a un Escrow Account, colocados en el Banco Scotiabank S.A. con vencimientos en el año 2027 para cancelar el último hito de pago cesión de contratos PPA firmado entre Enel Fortuna S.A. y Sinolam Smarter Energy LNG Group INC el cual considera los intereses acumulados.

• Para Enel Costa Rica CAM S.A. se deriva del derecho a cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) un monto anual de USD $150 por kilovatio de potencia contratada por disponibilidad de la Central, equivalente a USD $7.350.000 anuales. Dicho cobro se realizará mensualmente y se ajustará ante cualquier incumplimiento de la disponibilidad comprometida de la planta. El valor del activo financiero al 30 de septiembre de 2026 es de $103.837.310.

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

• Al 30 de septiembre de 2026 en la sociedad Enel Guatemala S.A. corresponde a los importes asociados a las fases de investigación y desarrollo de los proyectos Cobasol S.A. y Jobo S.A. por $4.664.546 y deterioro del proyecto Cobasol S.A. por $(1.761.218).

(5) Enel Colombia S.A. E.S.P., 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 interés con valoración 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**

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

(*) 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			6.828	6.891
				$ 105.820	**$ 46.148**

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

6. Otros activos no financieros

	Al 30 de septiembre de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	$ 146.188.098	$ 1.724.027	$ 128.569.991	$ 1.916.110
Cuentas por cobrar otros impuestos (2)	24.572.655	43.761.107	34.627.914	41.067.518
Gastos pagados por anticipado (3)	12.508.095	130.427	1.425.283	23.421
Beneficios a empleados por préstamos	2.818.549	41.997.692	2.356.473	43.122.655
Descuento tributario IVA AFRP (4)	-	135.046.426	-	185.459.631
Otras cuentas por cobrar (5)	6.042.006	461.325	-	506.905
	$ 192.129.403	**$ 223.121.004**	**$ 166.979.661**	**$ 272.096.240**

(1) Para Enel Colombia S.A. E.S.P., 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).

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el saldo por $336.479 al 30 de septiembre de 2026, está conformado por los recursos depositados en la cuenta de XM S.A. E.S.P. para las negociaciones de las operaciones de

energía en bolsa con otros agentes de mercado por $122.979 y anticipos realizados a operadores de red para el transporte de energía como Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. por $57.478, Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. por $43.330, Air E S.A. E.S.P. por $32.422 y otros por $80.270.

Centroamérica

Guatemala: El saldo por $26.617.830 corresponde a recursos girados a la administradora del mercado mayorista y ente operador regional (ventas mercado spot) por $25.757.957 de acuerdo con la demanda generada en el periodo; Soiltec S.A. por $544.309, Agrícola Cafetalera Palo Viejo S.A. por $83.531 y otros proveedores por $232.033.

Panamá: En Enel Panamá CAM S.R.L. en el corriente corresponde a depósitos girados al tercero Sol Real Ltda. por $3.541.704 y otros proveedores por $7.872; el no corriente corresponde principalmente a anticipos para adquisición de bienes del Proyecto La Esperanza por $1.704.027.

Costa Rica: Corresponde a los anticipos generados para el funcionamiento de la compañía P.H Chucas S.A. en la Municipalidad de Alajuela por $25.351.

(2) **Centroamérica**

Guatemala: Al 30 de septiembre de 2026, corresponde al IVA crédito fiscal corto y largo plazo acumulado durante el periodo de construcción de la planta Palo Viejo, el cual se utilizará hasta su agotamiento contra el IVA crédito generado mensualmente en ventas de bienes y servicios por $65.943.177.

Costa Rica: Al 30 de septiembre de 2026 corresponde principalmente a créditos fiscales generados por el IVA por $1.046.786; se presenta una disminución asociada a recuperaciones de IVA durante lo corrido del año.

Panamá: Al 30 de septiembre de 2026 corresponde al IVA descontable por $1.343.799.

(3) En Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponde a: i) Renovación de pólizas constituidas de responsabilidad civil, extracontractual, todo riesgo y ambiental, principalmente con Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A. 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.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. corresponde al anticipo de la contribución año 2026 a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) por $268.981.

Centroamérica

Panamá: Corresponde principalmente a primas anuales de seguros de incendios y de responsabilidad civil de Enel Fortuna S.A. por $1.031.126.

Costa Rica: Corresponde a seguros de gastos médicos, riesgos de trabajo y seguros de vida por $619.411.

Guatemala: Corresponde principalmente a la póliza de todo riesgo por $633.225.

(4) En Enel Colombia S.A. E.S.P. la disminución obedece a los descuentos tomados en el impuesto de Renta por concepto de IVA en los proyectos de inversión, así como menor apropiación de IVA debido a que algunas inversiones están excluidas del impuesto por beneficio de ley 1715. El artículo 83 de la Ley 1943 de 2018, 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.

(5) 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)	$ 2.637.442.002	$ 10.667.541	$ 2.128.322.595	$ 10.792.873
Otras cuentas por cobrar bruto (2)	240.744.002	94.421.300	112.687.089	202.109.739
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	**2.878.186.004**	**105.088.841**	**2.241.009.684**	**212.902.612**
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(481.791.330)	(10.667.541)	(348.307.910)	(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	**$ 2.367.361.131**	**$ 80.485.549**	**$ 1.874.067.448**	**$ 187.070.293**

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

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

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).

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

Las cuentas comerciales corrientes al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 corresponden a clientes del mercado regulado; estimados de energía por $11.210.093 y $9.324.689; y energía facturada por $3.803.160 y $582.892, respectivamente.

Esta cartera estimada se encuentra distribuida en industrial por $5.290.776 ($4.892.185 en 2025), comercial por $5.908.415 ($4.909.358 en 2025) y residencial por $10.902 ($14.624 en 2025).

Centroamérica:

Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, la cartera comercial corriente de las operaciones de Centroamérica corresponde a facturas por emitir por $74.630.283 y $102.182.752; y clientes por ventas de energía por $65.052.549 y $66.237.621.

Por país los saldos ascienden a:

Panamá: Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, energía facturada por $52.202.150 y $57.506.167; y una cartera estimada por $53.711.328 y $67.183.756; principalmente por la compañía Enel Fortuna S.A. con los siguientes terceros más representativos: Distribución Eléctrica Metro-Oeste S.A. (EDEMET) por $34.761.951, Empresa de Distribución Eléctrica Chiriqui S.A. (EDECHI) por $5.087.787 y Elektra Noreste S.A. (ENSA) por $3.637.203.

Guatemala: Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, una cartera estimada por $12.667.538 y $26.844.796; y energía facturada por $5.108.735 y $8.731.454, principalmente por las compañías Renovables de Guatemala, S.A. y Enel Guatemala S.A., con los siguientes terceros más representativos: Industria La Popular, S.A por $1.531.392, Energía, Desarrollo y Consultoría S.A. de C.V. (EDECSA) por $741.625 y Alimentos Ideal S.A. por $592.648.

Costa Rica: Al 30 de septiembre de 2026, cartera estimada por $8.251.417 ($8.154.200 en 2025) y facturada por $7.741.664 con el tercero Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

(2) Las otras cuentas por cobrar corresponden a:

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

- Transacción de venta del proyecto Windpeshi a Ecopetrol S.A. por $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 las 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 este saldo se incluye 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 está compuesto 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, y amortizándolos durante la vida del préstamo.

- Cuenta por cobrar al Municipio de Guachené y Sesquilé por $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**

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

Las otras cuentas por cobrar corresponden a cobros asociados a normalizaciones de clientes por $140.748 ($209.196 en 2025); a cartera de empleados por $347.426 ($91.286 en 2025) en el corriente y $200.124 ($111.897 en 2025) en el no corriente.

Centroamérica:

Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, las otras cuentas por cobrar corrientes de las compañías de Centroamérica tienen un saldo de $23.827 y $143.527, respectivamente; las cuales corresponden a Globyte S.A. por reembolso de gastos de seguro por $6.974 y a cuentas por cobrar a empleados por $16.853.

Las otras cuentas por cobrar no corrientes presentan un valor al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 de $3.438.600 y $3.361.392, respectivamente, las cuales corresponden principalmente a Panamá en la compañía Enel Fortuna S.A. por valor de $3.410.037 ($3.287.981 en 2025), por concepto de constitución de fondos en una entidad financiera según lo establece la legislación panameña para garantizar la contraprestación a la que tiene derecho un colaborador de la compañía. Estos fondos son restituidos por

la entidad al Grupo en el momento en el que este incurre en la obligación con el colaborador.

(3) Se calcula la pérdida crediticia esperada reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

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

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

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

Colombia

Concepto	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	$ 327.767.268	$ 285.316.641
Modelo Simplificado Individual (b)	162.779.381	73.378.187
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	**490.546.649**	**358.694.828**
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	**$ 533.515.943**	**$ 392.368.600**

(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 $42.450.627 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 $6.613.607; oficial por $6.408.945; comercial por $1.781.109; 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 $92.722.344, representado principalmente por el cliente AIR-E S.A.S. E.S.P. por $84.420.575.

- 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.

Centroamérica:

El deterioro de cartera se calcula basado en el modelo usado por el Grupo que determina la probabilidad dado el incumplimiento y el riesgo dado al incumplimiento de contraparte.

A continuación, se presenta el saldo correspondiente a Centroamérica:

Concepto	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Individual	$ 1.912.222	$ 405.955
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	**$ 1.912.222**	**$ 405.955**

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

Al 30 de 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	$ 392.774.555	$ 326.203.758
Dotaciones	158.495.027	114.202.138
Usos	(15.841.417)	(47.631.341)
Saldo final	**$ 535.428.165**	**$ 392.774.555**

Garantías otorgadas por los deudores:

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

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

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

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
Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Expatriados (1)	$ 2.890.661	$ 2.588.137
Enel North América INC	Estados Unidos	Otra (*)	Expatriados (1)	2.139.758	2.583.560
Enel Green Power R.S.A.	Sudáfrica	Otra (*)	Expatriados (1)	1.925.935	2.170.660
Enel Green Power S.p.A. Glo.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	1.272.726	1.338.110
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	España	Otra (*)	Servicios Off-Shore	1.180.855	1.373.849
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	1.033.709	1.164.587
Enel X Chile S.P.A.	Chile	Otra (*)	Servicios de personal	571.704	642.859
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Suministro y mantenimiento de la plataforma comercial	358.261	398.735
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 (1)	-	61.603
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Reembolso de gastos	299.709	299.709
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	271.401	271.401
E-distribucion Redes Digitales	España	Otra (*)	Expatriados (1)	202.688	202.688
Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Suministro y mantenimiento de la plataforma comercial (2)	112.904	485.298
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados (1)	108.062	108.062
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	62.933	62.933
EGP Mexico S.R.L.	México	Otra (*)	Contrato DAP	61.388	-
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Otros Servicios	17.569	17.569
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	49.780	955

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Iluminación navideña (3)	-	11.627.000
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Anticipo contrato	-	182.011
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados (1)	-	16.919
				$ 13.221.914	**$ 26.508.160**

(*) Corresponde a sociedades sobre las cuales Enel S.p.A. posee influencia significativa o control.
(**) El Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. es accionista del Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P.

Se presenta un deterioro de acuerdo con la NIIF 9 en las cuentas por cobrar relacionadas por valor de $2.176.691 al 30 de septiembre de 2026, en el año 2025 se presentó un deterioro por $2.231.336.

(1) La disminución corresponde a los movimientos de provisión año 2026 y recaudos realizados por los costos del personal expatriado en Colombia y Centroamérica facturados durante 2025.

(2) Corresponde al contrato de instalación y mantenimiento de la Plataforma Comercial firmado en el año 2025. La disminución corresponde principalmente al recaudo recibido en enero 2026 por facturación emitida en julio de 2025.

(3) La disminución corresponde al recaudo de la facturación emitida por la ejecución del contrato de iluminación navideña año 2025 por $(11.627.000) cuyo objeto era la instalación, mantenimiento y desmontaje de la iluminación en diferentes puntos de Bogotá D.C.; incluye pautas digitales en página web, redes sociales, insertos en la factura de energía, cuñas radiales e incremento en los espacios de iluminación.

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

				Al 30 de septiembre de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Dividendos (1)	$ 1.029.222.367	$ -	$ -	$ -
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Dividendos (1)	763.062.165	-	-	-
Enel Global Services S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	41.337.273	-	11.698	-
Enel Green Power S.p.A. Glo.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	33.366.536	-	38.531.935	-
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 (*)	Technical fee	4.653.411	-	4.463.707	-
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 Finance International S.R.L.	Países Bajos	Otra (*)	Préstamos (4)	29.379.803	42.099.497	31.577.870	63.118.943
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 Energía, S.A. DE C.V.	México	Otra (*)	Energia (5)	9.100.775	-	-	-
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 (3)	8.286.186	-	8.282.715	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios informáticos (2)	3.820.610	-	7.663.902	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Impatriados	3.687.263	-	2.030.281	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Garantías e intereses	260.728	-	498.792	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	124.412	-	124.412	-
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados	3.164.177	-	3.420.821	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	1.951.224	-	1.873.526	-
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)	168.116	-	1.279.453	-
Enel Produzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.048.329	-	1.142.070	-
Enel Iberia S.R.L.	España	Otra (*)	Impatriados	621.237	-	382.732	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	362.651	-	407.787	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	-	-	-	-
Enel X Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	319.056	-	328.192	-
Consorzio DAP	Italia	Otra (*)	Contribución (6)	-	-	528.971	-
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	166.721	-	81.345	-
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Servicio Plataforma Comercial	120.901	-	110.313	-
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Servicios DAP	83.683	-	-	-
Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Servicio Plataforma Comercial	-	-	236.305	-
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Donaciones	-	-	462.500	-
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Anticipo mandato	-	-	62.500	-
Gridspertise S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería	-	-	370.177	-

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	No corriente	Corriente	No corriente
Enel Green Power El Salvador S.A.	El Salvador	Otra (*)	Otras cuentas por pagar (8)	-	23.204.886	-	26.092.970
				$ 1.978.407.830	**$ 65.304.383**	**$ 173.742.530**	**$ 89.211.913**

(*) Corresponde a sociedades sobre las cuales Enel S.p.A. posee influencia significativa o control.
(**) El Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. es accionista del Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P.

(1) El incremento corresponde a la distribución de utilidades, aprobada por la Asamblea General de Accionistas el 1 de abril de 2026, a Enel Américas S.A. y el Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P., con cargo a la utilidad neta de 2025 por un total de $2.757.360.819 siendo los principales accionistas y considerados como partes relacionadas con 57,34% y 42,52%, respectivamente; el 27 de julio de 2026 se realizó el pago de la primera cuota por $(965.076.287).

(2) La disminución 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 y pagos realizados por facturación emitida de servicios año 2025.

(3) El incremento corresponde principalmente a los nuevos servicios y adendas a los proyectos de energías renovables como: Guayepo Solar II y III, Atlántico Photovoltaic, Fundación y La Loma por $6.737.087.

(4) En Costa Rica corresponde al préstamo destinado a la financiación de la construcción de la planta PH Chucás con vencimiento en el año 2031, la disminución corresponde al pago realizado en el segundo semestre y al efecto en tasa de cambio ($3.341,23 septiembre 2026 versus $3.757,08 diciembre 2025).

(5) El 2 de julio de 2026 Enel Guatemala, S.A. suscribió el contrato de compraventa de energía para exportación desde México a Guatemala hasta de 120 MV horarios, con vencimiento el 31 de diciembre 2031.

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

(7) Corresponde a un acuerdo de otras cuentas por pagar, entre las compañías Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V. y Generadora de Occidente S.A. En el año 2015 la compañía Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V. inició su proceso liquidación-disolución, el cual aún se encuentra en desarrollo. La disminución se presenta por variación en tasa de cambio (3.341,23 septiembre 2026 versus 3.757,08 diciembre 2025).

Efectos en resultados con entidades relacionadas

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	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
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Proyecto Fotovoltáico (1)	$ 2.970.419	$ -
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Venta de energía	390.401	421.007
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Otros 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 Green Power S.P.A. Glo.	Diferencia en Cambio	999.711	6.333.342
Enel Green Power S.P.A. Glo.	Servicios Informáticos	382.161	-
Enel Green Power S.P.A. Glo.	Impatriados	-	-
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	38.656
Enel S.P.A.	Expatriados	570.586	609.226
Endesa Energía S.A.	Servicios off-shore	432.997	428.177
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	64.751	26.116
Enel Global Trading S.P.A.	Servicios Informáticos	379.104	-

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	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
Enel Global Trading S.P.A.	Diferencia en cambio	5.143	55.620
Enel Generación Chile S.A.	Servicio Plataforma Comercial	357.946	-
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en Cambio	4.471	-
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	-	-
Enel Trading Brasil S.A.	Servicio plataforma comercial	301.591	218.724
Enel Trading Brasil S.A.	Diferencia en cambio	-	845
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	147.683	514.504
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
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	61.701	385.630
Enel Green Power Chile S.A.	Horas Hombre	43.584	-
EGP Mexico S.R.L.	Contrato DAP	60.810	-
EGP Mexico S.R.L.	Diferencia en cambio	1.726	-
Enel Distribución Chile S.A.A.	Diferencia en cambio	48.772	-
Enel Distribución Chile S.A.A.	Expatriados	-	55.580
Enel North América INC.	Expatriados	38.559	46.259
Enel North América INC.	Diferencia en Cambio	21.361	-
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	16.750	18.844
Consorzio DAP	Diferencia en cambio	11.000	-
Enel Services México S.A.	Diferencia en cambio	1.791	-
Usme ZE S.A.S.	Otros servicios (2)	-	688.052
Fontibón ZE S.A.S.	Otros servicios (2)	-	545.461
Enel X Chile S.P.A.	Servicio plataforma comercial	-	198.493
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
		$ 11.850.535	**$ 15.594.151**

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

(2) La disminución corresponde a que el 28 de mayo de 2025, se generó el cierre de la operación de compraventa de las acciones que la compañía tenía en Colombia ZE S.A.S. y a la vez sus filiales Fontibón ZE S.A.S., Usme ZE S.A.S. y Bogotá ZE S.A.S., con esta operación las sociedades no tienen ningún vínculo directo con el grupo y las partidas se trasladan a cuentas por pagar a terceros.

Costos y gastos/ Compañía	Concepto de la transacción	Periodo de 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
Enel Global Services S.R.L.	Servicios informáticos (1)	$ 32.441.851	$ 2.869.774
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	6.667	436.167
Enel Energia México S.A.	Compra de energía	9.566.994	-
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 Green Power S.p.A. Glo.	Technical fee	6.996.959	3.936.508
Enel Green Power S.p.A. Glo.	Diferencia en cambio	608.146	137.033
Enel Green Power S.p.A. Glo.	Impatriados	224.441	914.586
Enel Green Power S.p.A. Glo.	Servicios informáticos (1)	81.777	4.772.637
Enel Finance Internacional Nv	Gastos financieros	4.461.534	11.416.507
Enel S.P.A.	Impatriados	3.959.176	3.991.440
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	254.294	102.833
Enel S.P.A.	Garantía e intereses	114.347	1.523.734
Enel S.P.A.	Servicios informáticos (1)	-	4.319.107
Enel Global Trading S.p.A.	Impatriados	811.253	1.034.930
Enel Global Trading S.p.A.	Servicios informáticos (1)	3.579	1.400.106
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	3.025	97.608
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

Costos y gastos/ Compañía	Concepto de la transacción	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
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	3.302	-
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	329.664	49.188
Gridspertise S.R.L.	Servicios de ingeniería	206.532	-
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	-	215.281
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	183.603	-
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	26.599	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.	Contrato DAP	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 Chile S.A.	Contrato DAP	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	-
Enel Produzione S.P.A.	Otros costos operativos grupo	69.198	-
Enel Trading Brasil S.A.	Diferencia en cambio	57.578	-
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en cambio	55.689	53.102
Enel North America Inc	Diferencia en cambio	22.529	331
Enel Green Power Chile S.A.	Servicios de ingeniería	19.504	51.035
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	2.225
Enel Services México S.A.	Diferencia en cambio	2.356	36.632
Enel Green Power Mexico S.R.L.	Diferencia en cambio	1.148	-
Usme ZE S.A.S.	Gastos financieros	-	198.459
Fontibón ZE S.A.S.	Gastos financieros	-	146.956
Enel Italia S.P.A.	Diferencia en cambio	-	-
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	-	2.633
E-Dsitribuzione S.P.A.	Diferencia en cambio	-	43
		$ 81.179.770	**$ 99.547.053**

(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 el Grupo 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 del Grupo 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 2026	Al 30 de septiembre 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
	$ 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, conjuntamente con la Gerencia General, a una Asamblea General Extraordinaria de Accionistas para el 20 de agosto de 2026, con el propósito de elegir al nuevo miembro principal del primer renglón de la Junta Directiva.

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 S.A. E.S.P.

se encuentra realizando los trámites corporativos pertinentes para designar a la persona que reemplazaría estas posiciones.

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

	Al 30 de septiembre 2026	Al 30 de septiembre 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

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

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

9. Inventarios, neto

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	$ 354.984.422	$ 295.000.750
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
	$ 480.630.149	**$ 432.278.342**

(1) Los materiales y accesorios están compuestos por:

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Repuestos y materiales (a)	$ 367.429.091	$ 308.843.150
Provisión de materiales (b)	(7.368.690)	(7.462.915)
	$ 360.060.401	**$ 301.380.235**

(a) Los materiales y repuestos corresponden a elementos que son utilizados en el proceso de construcción de proyectos, reparaciones y/o mantenimientos de las plantas de generación, subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con el plan de mantenimiento e inversiones definido por Enel Colombia S.A. E.S.P. para 2026. El aumento corresponde a mayores mantenimientos en las centrales hidráulicas y térmicas, lo cual genera más consumo y mayores compras de materiales para los proyectos de alumbrado público.

Adicionalmente, al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, la Compañía Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. tiene inventario por $633.702 y $626.630, respectivamente, compuesto principalmente a transformadores de corrientes y equipos de medición de consumo para que sean instalados a clientes nuevos.

Centroamérica:

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

Inventarios Centroamérica

País	Valor
Guatemala	$ 16.143.814
Panamá	11.374.732
Costa Rica	1.231.407
	$ 28.749.953

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

Centroamérica:

Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025, Panamá tiene provisión por $757.070 y $851.295.

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

(3) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. (Central Termozipa): se presenta disminución del inventario debido al alto consumo de carbón a partir del mes de mayo, 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, Enel Colombia S.A. E.S.P. tiene reconocidos bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de $77.564.104 y su valor en libros $21.002.171, así:

Reconocimiento bonos de carbono

Mes/Año de emisión	Cantidad certificados emitidos	Valor bonos
Noviembre 2020	2.691.628	$ 10.333.524
Marzo 2021	1.396.818	15.045.043
Febrero 2022	1.167.444	12.832.060
Septiembre 2023	1.133.764	20.126.566
Diciembre 2024	1.125.980	13.196.050
Junio 2025	230.906	6.030.861
Total bonos emitidos	**7.746.540**	**$ 77.564.104**
Total bonos vendidos al 31 de diciembre de 2025		(54.823.673)
Total uso de bonos al 30 de septiembre de 2026		(1.738.260)
Total reconocimiento bonos de carbono		**$ 21.002.171**

(5) Al 30 de septiembre de 2026, para Enel Colombia S.A. E.S.P. 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 el Grupo el 19 de diciembre de 2025 por parte de la compañía Casaconcreto S.A.S. por $9.385.000, (ii) propuesta formal de compra recibida por el Grupo el día 17 de junio de 2026 por parte de Diana Pardo y Oscar Bolivar por el predio donde opera el centro de servicios de Faca que se encuentra avaluado en $1.985.976, y (iii) oferta

de compra realizada el día 05 de marzo de 2026 por parte de Edgar Rolando Garzón por el predio ubicado en el municipio de Anapoima que se encuentra avaluado en $290.244.

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

El día 17 de junio de 2026 se emitió la factura de venta a Operaciones y Montajes de la Guajira S.A.S. ZESE, por lo cual se reconoce la venta y la transferencia de la totalidad del inventario y se realiza el retiro del activo clasificado como mantenido para la venta.

11. Activos por impuesto de renta

El activo correspondiente a impuestos se presenta a continuación:

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Anticipo por impuesto de renta (CAM) (1)	$ 84.957.221	$ 100.138.134
Autorretención especial (2)	4.075.580	4.706.224
Descuentos tributarios y retención en la fuente (3)	129.034	276.991
Saldos a favor renta (4)	88.033	4.412.042
Total activos por impuestos corrientes	**$ 89.249.868**	**$ 109.533.391**

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

- **Compañías Centroamericanas**

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Total sociedades Panamá (1)(*)	$ 81.384.529	$ 97.950.044
Total sociedades Costa Rica (1)	3.572.692	2.188.090
Total activos por impuestos corrientes	**$ 84.957.221**	**$ 100.138.134**

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

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

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Autorretención especial (2)	$ 4.075.580	$ 4.691.154
Retención en la fuente (3)	129.034	259.866
Saldo a favor renta (4)	-	4.356.204
Total activos por impuestos corrientes	**$ 4.204.614**	**$ 9.307.224**

- **Atlántico Photovoltaic S.A.S.**

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Saldos a favor renta (4)	$ 77.219	$ 45.024
Retención en la fuente (3)	-	17.125
Autorretención especial (2)	-	15.070
Total activos por impuestos corrientes	**$ 77.219**	**$ 77.219**

- **Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.**

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Saldos a favor renta (4)	$ 10.814	$ 10.814
Total activos por impuestos corrientes	**$ 10.814**	**$ 10.814**

12. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas

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

El siguiente es el detalle de las inversiones:

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Relación	Acciones Ordinarias (*)	% Participación (*)	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	Inversión	Asociada	12.500	20,00%	$ 4.256.250	$ 5.791.195
					$ 4.256.250	**$ 5.791.195**

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

Operadora Distrital de Transporte S.A.S. “La Rolita”, es una compañía que tiene por objeto social principal, la prestación del servicio de transporte masivo público en Bogotá y su área de influencia; Enel Colombia S.A. E.S.P. tiene una participación del 20,00% de las acciones de esta sociedad, inscritas en febrero de 2023 ante la Cámara de Comercio y en julio de 2026, decretó dividendos al Grupo por $2.769.727.

Información correspondiente a las asociadas:

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

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	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 sociedad sobre la cual el Grupo tiene participación directa es la siguiente:

	Total activo	Total pasivo	Patrimonio	Total pasivo y patrimonio	Utilidad del periodo
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	$ 45.552.246	$ 16.596.270	$ 28.955.976	$ 45.552.246	$ 5.785.792

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

Efecto en resultado método de participación patrimonial	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre 2026	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre 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)
Bogotá ZE S.A.S. (1)	-	(13.089)
Colombia ZE S.A.S. (1)	-	(48.587)
Usme ZE S.A.S.(1)	-	(3.028.442)
Fontibón ZE S.A.S. (1)	-	(3.514.785)
Total	**$ 1.234.781**	**$ (5.411.264)**

Efecto en resultado método de participación patrimonial	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
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	$ 120.574	$ 146.201
Enel X Way Colombia S.A.S.	-	4.771
Total	**$ 120.574**	**$ 150.972**

(1) Al 30 de septiembre de 2026 no se reconoce método de participación sobre estas compañías, debido a que Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) fue liquidada el 30 de enero de 2025 y Enel X

Way Colombia S.A.S. fue liquidada al 31 de diciembre de 2025. Así mismo, Usme ZE S.A.S., Fontibón ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S. y Colombia ZE S.A.S., compañías sobre las que el Grupo tenía una participación del 20% la cual fue vendida el 28 de mayo de 2025.

13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

Activos Intangibles	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Costos por obtención de contratos (1)	$ 272.138.557	$ 328.016.145
Otros activos intangibles identificables	230.443.875	252.414.837
Construcciones y avances de obras	202.136.397	216.074.504
Otros recursos intangibles	28.307.478	36.340.333
Programas informáticos (2)	195.484.680	231.695.828
Concesiones (3)	168.798.142	208.068.012
Derechos y servidumbres (4)	102.057.871	103.682.920
Licencias (5)	9.919.058	7.264.650
Costos de desarrollo	8.711.493	4.376.085
Activos intangibles, neto	**$ 987.553.676**	**$ 1.135.518.477**
Costo		
Costos por obtención de contratos	375.784.510	422.554.708
Otros activos intangibles identificables	288.431.861	312.397.111
Construcciones y avances de obras	202.136.397	216.074.504
Otros recursos intangibles	86.295.464	96.322.607
Programas informáticos	1.111.580.985	1.048.700.551
Concesiones	1.119.575.740	1.258.918.309
Derechos y servidumbres	189.357.824	186.919.715
Licencias	104.270.496	99.764.587
Costos de desarrollo	45.314.363	40.595.489
Activos Intangibles, bruto	**$ 3.234.315.779**	**$ 3.369.850.470**
Amortización		
Costos por obtención de contratos	(103.645.953)	(94.538.563)
Otros Activos intangibles identificables	(57.987.986)	(59.982.274)
Programas informáticos	(916.096.305)	(817.004.723)
Concesiones	(950.777.598)	(1.050.850.297)
Derechos y servidumbres	(87.299.953)	(83.236.795)
Licencias	(94.351.438)	(92.499.937)
Costos de desarrollo	(36.602.870)	(36.219.404)
Amortización acumulada	**$ (2.246.762.103)**	**$ (2.234.331.993)**

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

En la compañía Enel Panamá CAM S.R.L. corresponde al PPA por acuerdo de compra de energía con Sol Real LTD, para distribución en el mercado correspondiente a 202GW. La disminución en septiembre de 2026 con respecto a diciembre de 2025 corresponde a la amortización mensual y al efecto en tasas de cambio (3.341,23 septiembre 2026 versus 3.757,08 diciembre 2025).

(2) La disminución corresponde principalmente a la amortización por $(99.091.583) y traspasos por $62.880.435; asociado a los siguientes proyectos: ICT Colombia por $(23.442.744), 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 $(4.323.085).

(3) Las concesiones corresponden a:

- **Costa Rica:**

P.H. Chucás S.A. tiene un contrato firmado de acuerdo de compra de energía (PPA) con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por la construcción, operación y traslado de la planta (BOT) hasta septiembre 2031. La disminución respecto a diciembre de 2025 corresponde a la amortización mensual y al efecto en tasas de cambio (3.341,23 septiembre 2026 versus 3.757,08 diciembre 2025).

	Costa Rica
Costo	$ 969.220.390
Amortización	(879.116.680)
Neto Concesiones	**$ 90.103.710**

- **Panamá:**

La compañía Enel Fortuna S.A., tiene un contrato de concesión para la generación de energía hidroeléctrica mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí donde se ubica la Planta Fortuna de 300MW. La concesión tiene vigencia de 50 años hasta el 2038. La disminución respecto a diciembre de 2025 corresponde a la amortización mensual y al efecto en tasas de cambio (3.341,23 septiembre 2026 versus 3.757,08 diciembre 2025).

	Panamá
Costo	$ 150.355.350
Amortización	(71.660.918)
Neto Concesiones	**$ 78.694.432**

(4) En Enel Colombia S.A. E.S.P., dentro de los derechos se presentan como intangibles las erogaciones para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil, proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco para la producción de la Central Pagua, la amortización se reconoce por el método de línea recta en un periodo de 50 años; las servidumbres corresponden a los proyectos renovables (Guayepo, La Loma, Fundación y El Paso extensión) y los no renovables (Nueva Esperanza, Compartir, Líneas AT y MT).

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

(5) En Enel Colombia S.A. E.S.P la variación corresponde principalmente al aumento de capitalizaciones para el pilar de distribución M&R (mantenimiento y reparación) y GBS (centro de servicios compartidos).

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

	Costos de desarrollo	Concesiones	Derechos y servidumbres	Licencias	Programas informáticos	Construcciones y avances de obras	Costos por contratos	Otros recursos intangibles	Activos Intangibles
Saldo inicial al 01 de enero de 2025	**$ 24.863.329**	**$ 272.740.715**	**$ 98.125.901**	**$ 3.644.390**	**$ 286.785.946**	**$ 226.812.271**	**$ 418.046.596**	**$ 50.550.362**	**$ 1.381.569.510**
Adiciones	-	-	10.609.551	-	337.163	81.909.053	1.248.591	-	94.104.358
Traspasos	18.048.004	-	4.595	5.954.625	76.734.172	(100.869.251)	-	127.855	-
Amortización	(639.784)	(26.266.935)	(5.057.127)	(1.994.620)	(132.161.453)	-	(31.775.018)	(8.312.442)	(206.207.379)
Retiros	(25.474.550)	-	-	-	-	(377.563)	-	-	(25.852.113)
Diferencia en conversión	-	(38.417.041)	-	(330.055)	-	(305.337)	(59.504.024)	(6.868.730)	(105.425.187)
Otros incrementos (decrementos)	(12.420.914)	11.273	-	(9.690)	-	8.905.331	-	843.288	(2.670.712)
Total movimientos	**(20.487.244)**	**(64.672.703)**	**5.557.019**	**3.620.260**	**(55.090.118)**	**(10.737.767)**	**(90.030.451)**	**(14.210.029)**	**(246.051.033)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	**$ 4.376.085**	**$ 208.068.012**	**$ 103.682.920**	**$ 7.264.650**	**$ 231.695.828**	**$ 216.074.504**	**$ 328.016.145**	**$ 36.340.333**	**$ 1.135.518.477**
Adiciones (a)	-	-	-	-	-	63.538.572	-	-	63.538.572
Traspasos	-	-	2.438.109	4.920.096	62.880.435	(70.238.640)	-	-	-
Amortización	(383.466)	(17.014.226)	(4.063.158)	(2.064.763)	(99.091.583)	-	(20.504.381)	(4.417.732)	(147.539.309)
Retiros	-	-	-	-	-	(44.624)	-	-	(44.624)
Diferencia en conversión (b)	-	(22.255.644)	-	(200.925)	-	(37.797)	(35.373.207)	(3.821.277)	(61.688.850)
Otros incrementos (decrementos)(c)	4.718.874	-	-	-	-	(7.155.618)	-	206.154	(2.230.590)
Total movimientos	**4.335.408**	**(39.269.870)**	**(1.625.049)**	**2.654.408**	**(36.211.148)**	**(13.938.107)**	**(55.877.588)**	**(8.032.855)**	**(147.964.801)**
Saldo final al 30 de septiembre de 2026	**$ 8.711.493**	**$ 168.798.142**	**$ 102.057.871**	**$ 9.919.058**	**$ 195.484.680**	**$ 202.136.397**	**$ 272.138.557**	**$ 28.307.478**	**$ 987.553.676**

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

Principales proyectos	Del 01 de enero al 30 de septiembre de 2026
Colombia	
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
Proyecto Módulo de PQR´s, atención de Solicitudes y Refactorización Plataforma Comercial	371.576
Centroamérica	
Costa Rica: Enel Costa Rica CAM S.A.: Sap Global.	54.375
Guatemala: Enel Guatemala S.A.: Desarrollo hidroeléctrico y licencias.	3.076
Total	**$ 63.538.572**

(b) **Centroamérica:**

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

(c) En Enel Colombia S.A. E.S.P al 30 de septiembre de 2026 los otros incrementos/decrementos 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.

En Costa Rica los otros incrementos/decrementos por $153.789 corresponden a los traspasos de intangible a la propiedad planta y equipo.

Al 30 de septiembre de 2026, el Grupo 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 Colombia

Concepto	2026	2025
Derechos y servidumbres	30	30
Costos de desarrollo	7	7
Licencias	4	4
Programas informáticos	3	3

Promedio de años de vida útil remanente Centroamérica

	Costa Rica		Panamá		Guatemala	
Concepto	2026	2025	2026	2025	2026	2025
Concesiones	6	6	22	23	-	-
Derechos	3	3	-	-	11	11

14. Propiedades, Planta y Equipo, neto

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Plantas y equipos (1)	**$ 20.278.270.018**	**$ 20.179.135.280**
Plantas de generación hidroeléctrica	8.943.443.703	9.475.377.409
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	7.984.906.665	7.506.044.224
Renovables	2.767.561.949	2.627.454.422
Plantas de generación termoeléctrica	582.357.701	570.259.225
Construcción en curso (2) (*)	2.268.346.947	2.687.578.591
Edificios (3)	2.219.517.717	1.827.786.797
Terrenos (3)	568.650.383	551.939.152
Arrendamientos financieros (4)	321.013.039	325.610.122
Activos por uso NIIF 16	321.013.039	325.610.122
Terrenos	194.117.249	186.965.619
Edificios	94.661.515	97.889.166
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	32.234.275	40.755.337
Instalaciones fijas y otras (3)	177.608.908	110.639.127
Otras instalaciones	67.865.698	67.003.884
Instalaciones fijas y accesorios	109.743.210	43.635.243
Propiedades, plantas y equipos, neto	**$ 25.833.407.012**	**$ 25.682.689.069**
Costo		
Plantas y equipos	$ 33.487.474.200	$ 33.040.765.920
Plantas de generación hidroeléctrica	14.366.653.531	14.853.484.589
Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución	14.818.806.750	14.139.213.581
Renovables	3.123.190.591	2.917.226.241
Plantas de generación termoeléctrica	1.178.823.328	1.130.841.509
Construcción en curso	2.268.346.947	2.687.578.591
Edificios	2.528.789.633	2.088.608.503
Terrenos	568.650.383	551.939.152
Arrendamientos financieros	455.894.429	438.796.045
Instalaciones fijas y otras	839.602	839.602
Activos por uso NIIF 16	455.054.827	437.956.443
Terrenos	239.840.358	227.490.091
Edificios	119.856.695	118.005.028
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	95.357.774	92.461.324
Instalaciones fijas y otras	683.819.149	493.573.386
Otras instalaciones	370.295.362	362.848.551
Instalaciones fijas y accesorios	313.523.787	130.724.835
Propiedades, plantas y equipos, bruto	**$ 39.992.974.741**	**$ 39.301.261.597**
Depreciación		
Plantas y equipos (**)	$ (13.209.204.182)	$ (12.861.630.640)
Plantas de generación hidroeléctrica	(5.374.214.194)	(5.323.013.541)
Deterioro Plantas de generación hidroeléctrica	(48.995.634)	(55.093.639)
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	(6.833.900.085)	(6.633.169.357)
Renovables	(355.628.642)	(289.771.819)
Plantas de generación termoeléctrica	(596.465.627)	(560.582.284)
Edificios	(309.271.916)	(260.821.706)
Arrendamientos financieros	(134.881.390)	(113.185.923)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(134.041.788)	(112.346.321)
Terrenos	(45.723.109)	(40.524.472)
Edificios	(25.195.180)	(20.115.862)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(63.123.499)	(51.705.987)
Instalaciones fijas y otras	(506.210.241)	(382.934.259)
Otras instalaciones	(302.429.664)	(295.844.667)
Instalaciones fijas y accesorios	(203.780.577)	(87.089.592)
Depreciación acumulada	**$ (14.159.567.729)**	**$ (13.618.572.528)**

(*) Corresponde a las actividades de construcción y mano de obra como parte del desarrollo de los proyectos que se encuentran en curso.
(**) La depreciación de los terrenos inundados se contempla dentro de la depreciación de plantas y equipos.

(1) En los conceptos correspondientes a plantas de generación hidroeléctrica, renovables y a líneas y redes de distribución los saldos por país al 30 de septiembre de 2026 son los siguientes:

Plantas y equipos	Valor
Panamá	$ 1.142.449.930
Guatemala	1.022.690.929
Costa Rica	73.113.994
Total Centroamérica	**$ 2.238.254.853**
Colombia	18.040.015.165
Total plantas y equipos	**$ 20.278.270.018**

(2) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuadas por el Grupo al 30 de septiembre de 2026, en el desarrollo de proyectos de energía renovable, mejoras, reposiciones y modernizaciones en las diferentes plantas y subestaciones eléctricas. A continuación, se presentan los principales proyectos:

Principales proyectos	Al 30 de septiembre de 2026
Colombia	
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
Centroamérica	
Panamá:	
Enel Fortuna S.A.: Casa de máquinas, obras de captación y derivación.	24.131.404
Enel Panamá CAM S.R.L.: Proyecto Santa Cruz, torres de medición, GDS - Telecommunications y proyecto Escudero	5.767.176
Enel Renovable S.R.L.: Mejoras paneles Sol de David y Madre Vieja.	5.710.513
Guatemala:	
Generadora de Occidente S.A.: Proyecto Repowering, casa de máquinas, línea de transmisión.	9.143.911
Tecnoguat S.A.: Casa de máquinas, proyecto de presa y canales.	3.138.050
Renovables de Guatemala S.A.: Proyecto casa de máquinas, proyecto línea de transmisión.	3.041.856
Enel Guatemala S.A.: Equipo de cómputo	301.703
Costa Rica:	
PH Chucás S.A.: Sistema mando de compuertas, trasformador, cables de potencia	1.261.827
PH Don Pedro S.A.: Válvula esférica, medidores de conducción.	1.559.209
PH Rio Volcán S.A.: Medidores de conducción, vertedero.	761.292
Enel Costa Rica CAM S.A.: Otros	74.457
Total construcciones en curso	**$ 2.268.346.947**

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

Terrenos	Valor
Panamá	$ 6.202.041
Costa Rica	1.205.562
Guatemala	901.863
Total Centroamérica	**$ 8.309.466**
Colombia	560.340.917
Total Terrenos	**$ 568.650.383**

Edificaciones	Valor
Panamá	$ 185.303.014

Guatemala	6.816.047
Costa Rica	66.038
Total Centroamérica	**$ 192.185.099**
Colombia	2.027.332.618
Total Edificaciones	**$ 2.219.517.717**

Otras instalaciones	**Valor**
Guatemala	$ 22.947.939
Panamá	11.598.366
Costa Rica	13.743.866
Total Centroamérica	**$ 48.290.171**
Colombia	129.318.737
Total Otras instalaciones	**$ 177.608.908**

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

Terrenos	**Valor**
Panamá	$ 17.867.467
Guatemala	13.852.942
Total Centroamérica	**$ 31.720.409**
Colombia	162.396.840
Total terrenos	**$ 194.117.249**

Edificaciones	**Valor**
Guatemala	$ 2.671.027
Panamá	2.193.938
Costa Rica	1.290.555
Total Centroamérica	**$ 6.155.520**
Colombia	88.505.995
Total edificaciones	**$ 94.661.515**

Otras instalaciones	**Valor**
Guatemala	$ 6.529.278
Costa Rica	976.242
Panamá	970.721
Total Centroamérica	**$ 8.476.241**
Colombia	23.758.034
Total otras instalaciones	**$ 32.234.275**

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 01 de enero de 2025	**$2.157.366.098**	**$509.529.836**	**$1.454.803.026**	**$12.737.792.467**	**$6.705.842.662**	**$126.445.037**	**$294.006.334**	**$23.985.785.460**
Adiciones	2.948.420.726	-	2.636.126	-	4.382.861	-	64.879.377	3.020.319.090
Traspasos	(2.478.041.871)	64.796.293	455.736.823	699.513.051	1.230.949.762	27.045.942	-	-
Retiros	-	(9.971.150)	-	(1.147.066)	(13.571.006)	(1.253.064)	-	(25.942.286)
Gasto por depreciación	-	-	(53.859.102)	(400.102.868)	(421.560.055)	(33.028.757)	(31.918.639)	(940.469.421)
Diferencia en conversión	(9.426.537)	(1.620.025)	(35.915.543)	(458.237.177)	-	(8.354.122)	(7.104.671)	(520.658.075)
Otros incrementos (decrementos)	69.260.175	(10.795.802)	4.385.467	95.272.649	-	(215.909)	5.747.721	163.654.301
Total movimientos	**530.212.493**	**42.409.316**	**372.983.771**	**(64.701.411)**	**800.201.562**	**(15.805.910)**	**31.603.788**	**1.696.903.609**
Saldo final 31 de diciembre de 2025	**$2.687.578.591**	**$551.939.152**	**$1.827.786.797**	**$12.673.091.056**	**$7.506.044.224**	**$110.639.127**	**$325.610.122**	**$25.682.689.069**
Adiciones (a)	1.301.810.904	-	-	-	-	-	846.491	1.302.657.395
Traspasos(b)	(1.722.705.919)	24.485.146	466.580.858	321.770.343	798.228.745	111.640.827	-	-
Retiros (c)	-	-	(1.087)	(4.585.011)	(3.524.658)	(3.522)	(1.870.648)	(9.984.926)
Gasto por depreciación	-	-	(55.579.294)	(320.219.478)	(314.595.916)	(38.652.951)	(26.229.486)	(755.277.125)
Diferencia en conversión (d)	(4.938.951)	(1.034.212)	(24.447.499)	(283.100.472)	-	(6.054.462)	(5.847.644)	(325.423.240)
Otros decrementos (incrementos) (e)	6.602.322	(6.739.703)	5.177.942	(93.593.085)	(1.245.730)	39.889	28.504.204	(61.254.161)
Total movimientos	**(419.231.644)**	**16.711.231**	**391.730.920**	**(379.727.703)**	**478.862.441**	**66.969.781**	**(4.597.083)**	**150.717.943**
Saldo final 30 de septiembre de 2026	**$2.268.346.947**	**$568.650.383**	**$2.219.517.717**	**$12.293.363.353**	**$7.984.906.665**	**$177.608.908**	**$321.013.039**	**$25.833.407.012**

(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
Colombia		
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
Enel X	Equipo de telemedida	147.238
Centroamérica		
Panamá	Pared casa de máquinas Fortuna, mejoras de planta Jaguito - Milton Sola - Chiriqui - Madre vieja - Vista Alegue, recuperación válvulas esféricas	16.185.301
Guatemala	Proyecto casa de máquinas, proyecto repowering Canadá.	12.915.190
Costa Rica	Bobinado generador, sistema de mando de compuertas, tubería carga de conducción.	4.078.351
	Total adiciones	**$ 1.302.657.395**

(b) Al 30 de septiembre de 2026, los traspasos de activos en curso a explotación se efectuaron en los siguientes conceptos y corresponden a mejoras en los equipos, mantenimientos mayores, modernizaciones para mejorar el desempeño, 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
Colombia	
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
Enel X Equipo de telemedida	147.238

Proyecto	Total activación
Centroamérica	
Guatemala: proyecto casa de máquinas, línea de transmisión	8.993.689
Costa Rica:Diques defensa hidráulica, rodete, válvula esférica	6.730.539
Panamá: Unidad de automatización, modernización tableros.	2.246.217
Total	**$ 1.722.705.919**

(c) Al 30 de septiembre de 2026 se realizaron bajas por $(9.984.926) correspondientes a plantas y equipos por $(8.109.669); baja en contrato de arrendamientos por $(1.870.648) y otros por $(4.609).

(d) **Centroamérica**

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

(e) 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 $28.504.204.

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

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

Al 30 de septiembre de 2026 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de la propiedad, planta y equipo y no presentan cambios significativos; adicionalmente no se identificaron indicios de deterioro.

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

Promedio de años de vida útil de años remanente Colombia

Clases de propiedad, planta y equipo	2026	2025
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	54	54
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	28	28
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	28	28
Torres de medición eólica	-	1
Estaciones solares	25	26
Páneles y Miscelaneos	26	27
Subestaciones	25	25
Redes de alta tensión	35	35
Red de baja y media tensión	31	32
Equipos de medida y telecontrol	20	20
Instalaciones fijas, accesorios y otras	8	9
Edificios	42	42
Activos para uso NIIF 16		
Edificios	35	35
Terrenos	27	27
Vehículos	1	1

Promedio de años de vida útil remanente Centroamérica

	Costa Rica		Panamá		Guatemala	
Clases de propiedad, planta y equipo	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**	**2026**	**2025**
Plantas y equipos						
Obra civil plantas y equipos	22	23	22	23	34	36
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	8	9	22	23	-	-
Páneles y Miscelaneos	-	-	20	21	-	-
Instalaciones fijas, accesorios y otras	8	8	18	18	8	8
Edificios	32	33	21	21	17	18
Activos para uso NIIF 16						
Edificios	6	7	4	5	6	7
Terrenos	-	-	16	19	26	27
Vehículos	3	5	1	2	3	3

15. Plusvalía

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

Sociedad	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Enel Panamá CAM S.R.L.	$ 83.409.023	$ 93.790.122
Enel Renovable S.R.L.	10.864.639	12.216.854
	$ 94.273.662	**$ 106.006.976**

16. Impuestos diferidos, neto

Activos por impuestos diferidos

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

La Ley 2277 de 2022 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35% para Colombia. Para las empresas de Costa Rica la tarifa de renta es un 30%. Para las empresas de Panamá la tarifa de renta es un 25% a excepción de Enel Fortuna S.A. que aplica un 30%.

El impuesto diferido al 30 de septiembre de 2026 por tarifa se presenta a continuación:

	Costa Rica	Panamá	Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Al 30 de septiembre de 2026
Activos por impuestos diferidos (1)	$ 361.537	$ 2.960.759	$ 4.252.713	$ 7.575.009
Total impuesto diferido activo	**$ 361.537**	**$ 2.960.759**	**$ 4.252.713**	**$ 7.575.009**

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

Impuesto diferido activo	Saldo inicial al 1 de enero de 2026	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en resultados (i)	Movimiento diferido Centroamérica	Saldo final al 30 de septiembre de 2026
Provisiones y otros (a)	$ 8.174.775	$ 389.813	$ 821.899	$ 9.386.487
Propiedad planta y equipo	(1.830.264)	18.786	-	(1.811.478)
Total impuesto diferido activo	**$ 6.344.511**	**$ 408.599**	**$ 821.899**	**$ 7.575.009**

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

	Saldo inicial al 1 de enero de 2026	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 30 de septiembre de 2026
Provisiones de trabajos y servicios	$ 6.405.960	$ 821.899	$ 7.227.859
Otros	1.768.815	389.813	2.158.628
	$ 8.174.775	**$ 1.211.712**	**$ 9.386.487**

Pasivos por impuestos diferidos:

A continuación, se incluye el detalle del 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 (i)	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales (ii)	Movimiento diferido Centroamérica	Saldo final al 30 de septiembre de 2026
Impuesto diferido activo					
Provisiones y otros (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)	(94.316)	8.934.174	-	1.869.815
Total impuesto diferido activo	**$ 194.929.532**	**$ 50.252.466**	**$ 8.934.174**	**$ -**	**$ 254.116.172**
Impuesto diferido pasivo					
Otros	(289.441)	(12.641.861)	-	-	(12.931.302)
Método de participación Centroamérica	(43.222.067)	(1.464.259)	1.392.410	-	(43.293.916)
Centroamérica (2)	(165.485.044)	-	-	19.461.704	(146.023.340)
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (3)	(766.575.330)	(168.581.201)	-	-	(935.156.531)
Total impuesto diferido pasivo	**$ (975.571.882)**	**$ (182.687.321)**	**$ 1.392.410**	**$ 19.461.704**	**$ (1.137.405.089)**
Impuesto diferido activo (pasivo), neto	**$ (780.642.350)**	**$ (132.434.855)**	**$ 10.326.584**	**$ 19.461.704**	**$ (883.288.917)**

(i) La variación en el impuesto diferido en estado de resultado al 30 de septiembre de 2026 corresponde principalmente por la diferencia de vidas útiles fiscales y contables de los activos fijos y el movimiento de pasivos estimados y provisiones.

(ii) El impuesto diferido corresponde a los movimientos de los derivados liquidados por la línea de negocio de distribución y al reconocimiento del impuesto diferido por método de participación por las inversiones de Centroamérica.

(1) Al 30 de septiembre de 2026, el detalle del impuesto diferido pasivo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2026	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 30 de 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 pasivos contingentes (d)	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

	Saldo inicial al 1 de enero de 2026	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 30 de septiembre de 2026
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) Corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración (provisión fondo de transición), provisión expatriados y provisiones e incentivos.

(d) Reconocimiento de impuesto diferido por actualización financiera en pago a Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP), según obligación de pago resolución 463 de 2025 “Por la cual se resuelve el recurso de reposición presentado por la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P. contra la Resolución 237 del 29 de abril de 2025, proferida dentro del proceso coactivo No. 004-2018".

(2) **Centroamérica:**

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

Centroamérica	Al 30 de septiembre de 2026
Costa Rica (a)	$ (20.270.846)
Panamá (b)	(125.752.494)
Total impuesto diferido, neto	**$ (146.023.340)**

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

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

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

- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto El Quimbo tienen un tratamiento especial:

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

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

- Los demás activos se deprecian por línea recta.

- A partir del 2017, los activos que se adquieren como nuevos o que se activan se tendrá en cuenta la vida útil contable salvo que esta no sea mayor a la establecida en la ley 1819 de 2016.

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

	2026 en adelante
Provisiones y pasivos estimados	$ 460.050.357
Cartera	188.231.481
Obligaciones de aportación definida	72.422.080
Instrumentos financieros	9.438.797
Otros	(41.043.065)
Propiedades, planta y equipo	(2.676.667.783)
	(1.987.568.133)
Tarifa	35%
Impuesto	(695.648.847)
Ganancias ocasionales	11.181.239
Tarifa	15%
Impuesto	1.677.186
Total impuesto diferido pasivo (sin MPP Centroamérica)	**(693.971.661)**
Base método de participación de Centroamérica	107.695.670
Impuesto pasivo por método de participación	**(43.293.916)**
Total impuesto diferido pasivo Centroamérica	**(146.023.340)**
Total impuesto diferido pasivo, neto	**$ (883.288.917)**

17. Otros pasivos financieros

	Al 30 de septiembre de 2026			Al 31 de diciembre de 2025		
	Corriente		No corriente	Corriente		No corriente
	Capital	Intereses		Capital	Intereses	
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)	34.268.243	9.429.573	281.147.649	36.735.398	9.239.462	283.775.062
Instrumentos derivados (4)	15.662.225	-	-	7.891.790	-	24.443
	$ 822.450.735	**$ 212.351.080**	**$ 8.262.729.172**	**$ 1.295.346.152**	**$ 158.887.225**	**$ 8.580.542.467**

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P., el detalle de las obligaciones por préstamos de deuda al 30 de 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

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
Banco de Bogotá S.A.	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 era el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
Scotiabank 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 ltd.	13,02%	12/4/2028	15.620.594	227.875.000	243.495.594	227.875.000	113.937.500	-	-	-	341.812.500
Banco BBVA Colombia S.A.	5,80%	2/11/2026	2.014.801	215.000.000	217.014.801	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	9,20%	15/7/2026	2.605.250	60.000.000	62.605.250	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	10,08%	28/4/2029	3.525.167	50.000.000	53.525.167	50.000.000	50.000.000	50.000.000	-	-	150.000.000
International Finance Corporation	12,38%	15/10/2031	33.244.990	-	33.244.990	-	60.557.850	60.557.850	351.235.530	726.754.204	1.199.105.434
Bancolombia S.A.	10,63%	15/7/2026	333.840	15.000.000	15.333.840	-	-	-	-	-	-
European Investment Bank	11,21%	22/7/2035	10.189.994	5.020.550	15.210.544	5.020.550	5.020.550	5.020.550	5.020.550	175.719.250	195.801.450
European Investment Bank	10,63%	22/7/2035	9.661.340	5.020.550	14.681.890	5.020.550	5.020.550	5.020.550	5.020.550	175.719.250	195.801.450
Bancolombia S.A.	11,26%	5/4/2028	12.745.920	-	12.745.920	-	480.000.000	-	-	-	480.000.000
Bancolombia S.A.	11,01%	26/11/2032	8.236.700	-	8.236.700	-	-	-	-	775.000.000	775.000.000
Bancolombia S.A.	10,83%	28/7/2028	7.763.676	-	7.763.676	-	411.000.000	-	-	-	411.000.000
European Investment Bank	10,53%	28/11/2033	5.904.812	-	5.904.812	-	-	-	-	593.857.152	593.857.152
Bancolombia S.A.	11,14%	26/2/2031	645.225	5.250.000	5.895.225	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	1.166.667	29.166.667
Banco Davivienda S.A.	10,85%	13/3/2029	1.338.745	3.750.000	5.088.745	5.000.000	5.000.000	1.250.000	-	-	11.250.000
European Investment Bank	10,53%	28/11/2033	4.639.495	-	4.639.495	-	-	-	-	466.602.048	466.602.048
Banco Popular S.A.	11,02%	26/11/2029	3.191.400	-	3.191.400	-	-	300.000.000	-	-	300.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	10,09%	19/10/2027	2.008.689	-	2.008.689	100.000.000	-	-	-	-	100.000.000
Banco Davivienda S.A.	11,32%	22/12/2030	1.992.833	-	1.992.833	-	-	-	660.000.000	-	660.000.000
European Investment Bank	11,13%	28/11/2033	1.560.333	-	1.560.333	-	-	-	-	148.464.288	148.464.288
Banco Davivienda S.A.	11,15%	26/11/2031	1.344.750	-	1.344.750	-	-	-	-	125.000.000	125.000.000
Bancolombia S.A.	10,32%	30/11/2027	1.325.333	-	1.325.333	150.000.000	-	-	-	-	150.000.000
European Investment Bank	11,13%	28/11/2033	1.225.976	-	1.225.976	-	-	-	-	116.650.512	116.650.512
Banco de Bogotá S.A.	10,48%	5/4/2026	860.378	284.055	1.144.433	-	-	-	-	-	-
Banco de Bogotá S.A.	11,17%	15/8/2034	94.551	833.333	927.884	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	9.166.666	19.166.666
Bancolombia S.A.	11,02%	30/11/2028	837.787	-	837.787	-	89.000.000	-	-	-	89.000.000
Banco de Bogotá S.A.	11,37%	19/3/2031	818.599	-	818.599	-	-	-	-	207.666.667	207.666.667
Banco BBVA Colombia S.A.	11,22%	11/9/2030	816.953	-	816.953	-	-	-	130.000.000	-	130.000.000
Itaú Colombia S.A.	11,86%	19/6/2029	652.598	-	652.598	-	79.500.000	79.500.000	-	-	159.000.000
Bancolombia S.A.	10,30%	23/12/2027	496.250	-	496.250	200.000.000	-	-	-	-	200.000.000
Banco de Bogotá S.A.	8,17%	19/2/2035	183.890	-	183.890	7.291.667	8.750.000	8.750.000	8.750.000	36.458.333	70.000.000
		Total créditos	**$143.244.926**	**$1.248.033.488**	**$1.391.278.414**	**$759.707.767**	**$1.317.286.450**	**$519.598.950**	**$1.169.526.630**	**$3.558.225.037**	**$7.324.344.834**

Durante el 2026 se 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, el grupo 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) El aumento 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		**$ 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 era el siguiente:

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

(3) 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)	$ 18.391.007	$ 189.599.504	$ 18.760.341	$ 178.381.710
Vehículos (b)	14.495.716	19.102.978	16.075.540	24.754.621
Edificios (c)	10.811.093	72.445.167	11.138.979	80.638.731
Total	**$ 43.697.816**	**$ 281.147.649**	**$ 45.974.860**	**$ 283.775.062**

Colombia

En las compañías Enel Colombia S.A. E.S.P. y Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. el aumento por $3.586.711 corresponde a:

(a) La variación corresponde principalmente al ajuste de normalización en saldos por modificación de tasas de descuento resultado de los incrementos por IPC en el sistema CLM en contratos entre 2023 y 2026 por $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.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. la disminución corresponde a la amortización de capital por $(10.218) y de intereses por $(8.296), de acuerdo con el contrato por arrendamiento de vehículo con Equirent Vehículos y Maquinaria S.A.S de julio 2025 por 4 años a una tasa del 12,31%.

(c) La variación corresponde a la amortización de capital y pago de intereses por $(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.

Centroamérica

En las compañías de Centroamérica se presenta una disminución por $(8.491.168) y el detalle de leasing por país es el siguiente:

Panamá: Corresponde a terrenos donde se ubican plantas de generación fotovoltaica de la compañía Enel Renovable S.R.L.; cuyos contratos se celebraron con los siguientes terceros: Valentín Lezcano, Milthon Ortega, Caritzzia Ramos, María Aparicio, Marcelo Gonzalez y Luz Saavedra, entre otros, los cuales tienen plazo de ejecución entre 17 y 29 años.

En la compañía Enel Fortuna S.A. el rubro de edificios corresponde a las oficinas administrativas en la ciudad de Panamá, con el tercero Inversiones Hayat S.A. cuya vigencia es hasta el año 2031 y vehículos para uso en las plantas principalmente con la compañía Panamá Car Rental S.A. con el cual se mantienen dos contratos con fechas de vencimiento enero y junio de 2028.

	Al 30 de septiembre de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Terrenos	$ 2.700.735	$ 16.848.339	$ 3.240.798	$ 19.266.833
Vehículos	1.259.644	504.526	1.464.510	-
Edificios	1.546.989	674.928	1.738.025	2.475.991
	$ 5.507.368	**$ 18.027.793**	**$ 6.443.333**	**$ 21.742.824**

Guatemala: Corresponde principalmente a la renta del edificio de las oficinas centrales con Birra S.A. hasta el 2032 y a terrenos en los que se desarrollan proyectos de las compañías Generadora de Occidente S.A., y Enel Guatemala S.A. con Agroindustrias California S.A, Quenenee S.A., entre otros con plazo de ejecución entre 23 y 28 años.

Adicionalmente, en 2025 Enel Guatemala S.A., se constituyeron 2 contratos de arrendamiento de vehículos con Renta Autos S.A. los cuales tienen una vigencia de 5 años.

	Al 30 de septiembre de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Terrenos	$ 3.143.081	$ 16.636.519	$ 3.038.013	$ 18.890.072
Vehículos	911.996	4.827.252	881.486	5.481.129
Edificios	523.984	2.773.478	506.442	3.149.184
	$ 4.579.061	**$ 24.237.249**	**$ 4.425.941**	**$ 27.520.385**

Costa Rica: Corresponde a las oficinas administrativas ubicadas en San José capital de Costa Rica, principalmente con Inversiones Catemac Veintisiete S.A. con contrato hasta el 2032.

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

	Al 30 de septiembre de 2026		Al 31 de diciembre de 2025	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Vehiculos	$ 299.244	$ 736.516	$ 322.137	$ 1.082.386
Edificios	197.099	1.305.974	207.995	1.636.471
	$ 496.343	**$ 2.042.490**	**$ 530.132**	**$ 2.718.857**

(3) 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**

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**

18. 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)	$ 1.285.898.996	$ -	$ 1.444.439.472	$ -
Proveedores por compra de energía y gas (2)	629.826.247	-	537.440.607	-
Otras cuentas por pagar (3)	414.103.046	374.849.094	308.431.477	402.257.398
Total	**$ 2.329.828.289**	**$ 374.849.094**	**$ 2.290.311.556**	**$ 402.257.398**

(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

Proveedor	Valor
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
Consultoría 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 Electromecánica S.A.S.	9.371.217
Corporación Autónoma 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**

En la compañía Enel X S.A.S. E.S.P. al 30 de septiembre de 2026 el saldo por $1.244.922, corresponde principalmente mantenimiento de medidores con Gatria S.A.S. por $335.491, servicios de auditoría y revisoría fiscal con KPMG S.A.S. por $151.516, a servicios de desarrollo y mantenimientos sobre plataforma comercial con Atech Advanced Solutions S.A. por $139.235, servicio de instalación, servicio de publicidad con Tatuara Colombia S.A. por $53.490 y otros por $565.190.

Centroamérica

Panamá: Al 30 de septiembre de 2026, corresponde a servicios en contratos electromecánicos con Transequipos S.A.S. por $496.407, servicios de obras civiles con Equipos y Terratest S.A.S. por $313.307, Andritz S.A. de C.V. por $256.673 y otros por $2.151.919.

Costa Rica: El saldo por $2.016.549 corresponde principalmente a cuentas por pagar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por concepto de multas, en la compañía PH Chucás S.A. por entrada tardía en operación del proyecto y a Rodio Swissboring Costa Rica S.A. por ejecuciones en margen izquierdo proyecto en la compañía PH Chucas S.A.

Guatemala: Al 30 de septiembre de 2026, el saldo por $5.213.937 corresponde principalmente a la cuenta por pagar al proveedor Administrador de Mercado Mayorista - AMM por $3.157.730.

(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.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 30 de septiembre de 2026 el saldo por $5.501.524 corresponde a las provisiones asociadas al transporte de energía para pago a los operadores de red por $689.440, estimaciones de compras de energía por $4.812.084.

Centroamérica

Panamá: Al 30 de septiembre de 2026 el valor por $22.896.938, corresponde principalmente a compras de energía en el mercado ocasional y facturas por recibir correspondiente a compras de energía; el tercero más representativo es Transmisión Eléctrica S.A. (Etesa).

Guatemala: Al 30 de septiembre de 2026 el saldo por $3.157.730 corresponde a servicios de operación y mantenimiento con el Administrador del Mercado Mayorista.

(3) El detalle de otras cuentas por pagar al 30 de septiembre de 2026 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)	$ 272.749.170	$ 374.849.094	$ 207.367.560	$ 402.257.398
Saldo a favor de clientes (b)	94.782.593	-	75.213.396	-
Recaudo a favor de terceros (c)	46.571.283	-	25.850.521	-
Total	**$ 414.103.046**	**$ 374.849.094**	**$ 308.431.477**	**$ 402.257.398**

(a) En Enel Colombia S.A. E.S.P. 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. a sus usuarios finales bajo el esquema de áreas de distribución. Las áreas de distribución es un mecanismo regulatorio que se incluyó en Colombia bajo la Resolución CREG 058-068 y 070 de 2008, que tiene como objetivo distribuir el costo de distribución que deben asumir los usuarios finales de forma equitativa en las diferentes regiones del país entre todos los usuarios.

El saldo no corriente corresponde 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.

Centroamérica

Panamá: El saldo en el corto plazo por $100.400.873, corresponde principalmente a la reclasificación del largo al corto plazo del pasivo con Sinolam Smarter Energy LNG. El saldo a largo plazo por $76.577.759, está representado principalmente por la cuenta por pagar a Sinolam Smarter Energy LNG Group INC. derivada de la adquisición de los contratos de suministro de energía (Power Purchase Agreement - PPA).

Costa Rica: Al 30 de septiembre de 2026 el saldo por $4.526.631, corresponde principalmente a servicios profesionales.

Guatemala: Corresponde principalmente a cuentas por pagar de proyectos repowering y otras provisiones por $4.724.433.

(b) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de septiembre de 2026 el saldo por $66.676.200 corresponde a los saldos a favor de clientes generados principalmente por mayor valor pagado y por ajustes de facturación del segmento de distribución.

Centroamérica

Guatemala: Al 30 de septiembre de 2026 el saldo por $28.106.393 corresponde a saldos a favor de clientes por compra y venta de energía, contrato de exportación firmado con el tercero Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. (EDECSA).

(c) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de septiembre de 2026 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.

Para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 30 de septiembre de 2026 el saldo por $353.176 corresponde principalmente al cobro recaudado y pendiente de giro por concepto de alumbrado público de municipios.

19. 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)	**37.112.245**	**7.796.036**	**37.844.033**	**5.665.367**
Civiles y otros	20.428.770	1.284.331	23.649.462	-
Laborales	15.740.000	-	12.406.286	-
Sanciones	943.475	6.511.705	1.788.285	5.665.367
Desmantelamiento	**3.399.935**	**20.886.464**	**5.415.499**	**22.645.447**
Desmantelamiento de PCBs (7)	3.208.936	5.160.804	5.193.707	5.067.066
Otras provisiones de desmantelamiento	190.999	12.122.403	221.792	13.544.609
Desmantelamiento de asbesto	-	3.603.257	-	4.033.772
Otras provisiones	**57.248.983**	**54.380.340**	**72.596.175**	**59.840.048**
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	-
Otros (11)	241.277	525.142	4.561.501	4.139.597
Provisión recuperación Tominé	1.946.018	1.121.347	1.946.018	1.121.347
Provisión de fondo electrificación rural (12)	-	6.815.029	-	4.304.712
Total provisiones	**$ 243.895.972**	**$ 930.584.042**	**$ 342.434.551**	**$ 885.585.554**

(1) La provisión ambiental de la Central Hidroeléctrica El Quimbo está constituida por: i) Ambiental y obras Quimbo, la cual corresponde principalmente a obligaciones para reposición de infraestructura, liquidación de contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central. Durante el año 2024 la autoridad ambiental (ANLA) impuso nuevas obligaciones y amplió el alcance de algunas obligaciones existentes, por lo que fue necesario modificar alcances y diseños de obligaciones del acuerdo de cooperación de Quimbo y dotar las provisiones para garantizar los recursos del cumplimiento de las obligaciones hasta el año 2038.

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

La tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y del plan de restauración Quimbo a septiembre de 2026 es 13,78% E.A. y a diciembre de 2026 es 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, el Grupo 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, en numerales 1, 2, 3, 4, 5, y 6 y Artículo Segundo numerales 1 y 3, el Grupo hace entrega a la ANLA del Certificado Fiscal del año 2022 y 2023 ajustadas conforme al siguiente requerimiento:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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. El Grupo plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2038, al 30 de septiembre de 2026 los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 13,14% E.A. y a diciembre de 2025 fue 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 el ANLA, el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 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, VPN y la tasa utilizada es 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 solución de drenajes para el rescate y monitoreo de fauna del parque solar La Loma, incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 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, VPN y la tasa utilizada es 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 de los parques solares Guayepo III incluye plan de compensación y otras obligaciones ambientales requeridas por el ANLA, el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 12,03% E.A., con un plazo de ejecución estimado de 30 años, el cual corresponde al periodo de cumplimiento de la obligación mandataria de la licencia ambiental.

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

El 13 de julio de 2020, el Grupo fue notificado a través de correo electrónico, de la Resolución DGEN No.20207100872 del 10 de julio de 2020, expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca

"Por la cual se establece un Plan de Compensación Ambiental y se toman otras determinaciones". Esta resolución impone un Plan de Compensación por un valor de $96.680.772.

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

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

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

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

Al 30 de 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 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, el Grupo ha provisionado $44.908.281 (incluye actualización financiera) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. La Administración estima que los resultados de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada serán favorables para los intereses del Grupo y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera del Grupo.

Concepto	Valor de la provisión a 2026	Valor de la provisión a 2025
Sanciones	$ 7.455.180	$ 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 Públicos	516.762
Corporación Autónoma Del Guavio	79.442
Saldo final al 31 de diciembre de 2025	**$ 7.453.652**

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

(b) Corresponde a la contribución adicional correspondiente al año 2021, asociada al tributo que deben pagar las centrales hidroeléctricas por el uso del agua si la capacidad instalada es superior a 10.000 Kw.

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

Al 30 de 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**

Procesos	Calificación	N° de Procesos	Valor de la Contingencia	Valor provisión
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	-
	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; el incremento obedece a la actualización de los valores asociados al concepto de terceros, incorporando las necesidades requeridas para la atención de casos incluidos en la Base Regulatoria de Activos (BRA), de conformidad con la regulación CREG. Estos recursos están destinados al cumplimiento de la normativa ambiental aplicable a los equipos, específicamente en las actividades de levantamiento de información, marcación y muestreo. El saldo de la provisión al 30 de septiembre de 2026 es de $8.369.740, el Grupo actualizó la provisión descontando los flujos futuros al 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 Enel Colombia S.A. E.S.P., asegurando su coherencia con el modelo de negocio, la eficiencia en el uso de recursos y la sostenibilidad financiera a largo plazo. La iniciativa incorpora la optimización de funciones, la eliminación de redundancias y el fortalecimiento del enfoque end to end en los procesos críticos. La reorganización garantiza que la estructura esté plenamente alineada con las prioridades corporativas de crecimiento sostenible, transición energética, digitalización y orientación al cliente, asegurando que cada unidad organizativa genere valor directo y medible para el cumplimiento del plan estratégico.

Al 30 de 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 el Grupo fue notificado el día 9 de mayo de 2024. El Grupo plantea ejecutar las

obras establecidas en la obligación al 2029, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 15,29% E.A. Durante el año 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 el Grupo aplica la CINIIF 23, “Incertidumbres sobre el tratamiento de los impuestos sobre las ganancias”, la cual se tiene en cuenta para la determinación tanto del Impuesto a la Renta corriente como para el Impuesto a la Renta diferido.

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

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

(11) Corresponde principalmente a los siguientes conceptos:

- Impuesto IVA interconexión: Corresponde al proceso si los servicios de reconexión están gravados con IVA por los bimestres I a VI de 2016. La Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), considera que los servicios de reconexión no hacen parte del servicio público y por ende no son excluidos de IVA. La sentencia de primera instancia falló favorablemente sobre el bimestre VI al considerar que la reconexión si hace parte del servicio público. Sobre los bimestres I a V considera que la demanda fue interpuesta por fuera del término de caducidad considerando que el Grupo no había recibido los actos demandados en la dirección señalada en el recurso y por ende procedía a la notificación. La sentencia ha sido apelada argumentando: (i) La DIAN ha debido intentar ubicar al Grupo en la dirección del RUT tal como lo señala el artículo 568 del Estatuto Tributario; (ii) La notificación del Grupo en la dirección del RUT si se dio con respecto en el bimestre VI y en otros 7 actos que fueron notificados durante el mismo periodo; (iii) contrario a lo dicho en la sentencia, El Grupo aportó las pruebas correspondientes que soportaban que solo conocía los actos demandados hasta el 23 de noviembre de 2020; (iv) aceptar la posición de la DIAN avalada en la sentencia de primera instancia puede constituir un exceso ritual manifiesto, máxime cuando está claro que el fondo del asunto discutido es favorable al Grupo. Se provisiona el litigio considerando que los argumentos son novedosos y no se tiene jurisprudencia sobre los mismos.

  Durante el año 2026 se realizan pagos por $3.721.286.

- Convenio vial Municipio El Colegio: Corresponde al convenio de cooperación No.783 para el mejoramiento vial de vías terciarias del Municipio de El Colegio, suscrito entre el 12 de diciembre de 2024 entre Enel Colombia S.A E.S.P., Instituto de Infraestructura y Concesiones de Cundinamarca y el Municipio de El Colegio. La variación corresponde al pago realizado en 2026 por $2.758.725.

(12) Corresponde a provisión de aportes al fondo de electrificación rural, principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A., sobre la cual, las plantas de generación en Panamá deben realizar aporte anual del 1% de su utilidad neta antes de impuesto de renta conforme a la Ley N° 58 de 2011 y modificada por la Ley N°67 de 2016; la variación con respecto a diciembre de 2025 corresponde a la actualización financiera del pasivo por $2.510.317.

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**	**$ 28.060.946**	**$ 3.502.025**	**$ 1.024.013.536**	**$ 80.112.539**	**$ 32.748.484**	**$ 16.073.175**	**$ 1.228.020.105**
Decremento (incremento)	14.098.756	(4.416.940)	391.067	(81.642.311)	(4.282.312)	(4.821.195)	2.569.182	(78.103.753)
Actualización efecto financiero	2.567.402	749.551	-	93.002.508	-	-	(13.534)	96.305.927

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión incertidumbre fiscal	Provisiones ambientales	Provisión vía Gama Gachalá	Renta temporal	Otros	Total
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	**1.398.881**	**(3.774.547)**	**379.438**	**(30.357.525)**	**(9.700.556)**	**(6.061.420)**	**(5.424.362)**	**(53.540.091)**
Saldo final al 30 de septiembre de 2026	**$ 44.908.281**	**$ 24.286.399**	**$ 3.881.463**	**$ 993.656.011**	**$ 70.411.983**	**$ 26.687.064**	**$ 10.648.813**	**$ 1.174.480.014**

20. Pasivos por impuestos

Pasivos por impuesto sobre la renta

El pasivo correspondiente a impuestos corrientes 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
Pasivos por impuestos corrientes Centroamérica (2)	97.055.272	121.923.866
Obras por impuestos	40.236.309	30.236.309
Saldo a favor en renta 2024	-	(113.701.315)
Anticipo de renta	-	(37.033.791)
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(118.360.040)	(121.846.295)
Autorretenciones a titulo de renta	(330.401.655)	(390.576.140)
Autorretenciones otros conceptos	(487.379.923)	(527.712.729)
	$ 657.892.870	**$ 244.318.262**

(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
	$ 1.456.742.907	**$ 1.283.028.357**

Las declaraciones de renta de los años gravables 2021, 2023, 2024 y 2025 se encuentran abiertas para revisión por parte de las autoridades tributarias. Sin embargo, en opinión de la gerencia, en el evento en que ocurra un proceso de fiscalización, no se esperan diferencias significativas.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa vigente. Por los años gravables 2026 y 2025 la tarifa es del 35%, por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

(2) En Centroamérica se refleja un pasivo por impuesto corriente así:

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Total sociedades Panamá	$ 91.847.416	$ 117.608.885
Total sociedades Costa Rica	3.662.543	2.930.042
Total sociedades Guatemala	1.545.313	1.384.939
	$ 97.055.272	**$ 121.923.866**

Precios de Transferencia

- **Colombia**

Los contribuyentes del impuesto de renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior, están obligados a determinar, para efectos del impuesto sobre la renta, sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, sus activos y pasivos, considerando para estas

operaciones los precios y márgenes de utilidad que se hubieran utilizado en operaciones comparables con entidades independientes.

Los deberes formales del año 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.

- **Panamá**

La Ley 33 de 30 de junio de 2010, modificada por la Ley 52 de 28 de agosto de 2012, adicionó el Capítulo IX al Título I del Libro Cuarto del Código Fiscal, denominado Normas de Adecuación a los Tratados o Convenios para evitar la doble tributación internacional, estableciendo el régimen de precios de transferencia aplicable a los contribuyentes que realicen operaciones con partes relacionadas residentes en el extranjero. Estos contribuyentes deben determinar sus ingresos, costos y deducciones para fines fiscales en sus declaraciones de rentas, con base en el precio o monto que habrían acordado partes independientes bajo circunstancias similares en condiciones de libre competencia, utilizando los métodos establecidos en la referida Ley 33. Esta ley establece la obligación de presentar una declaración informativa de operaciones con partes relacionadas (Informe 930) dentro de los seis meses siguientes al cierre del ejercicio fiscal correspondiente, así como de contar, al momento de la presentación del informe, con un estudio de precios de transferencia que soporte lo declarado mediante el informe 930. Este estudio deberá ser entregado a requerimiento de la Dirección General de Ingresos, dentro de un plazo de 45 días contados a partir de la notificación del requerimiento. La no presentación de la declaración informativa dará lugar a la aplicación de una multa equivalente al uno por ciento (1%) del valor total de las operaciones llevadas a cabo con partes relacionadas registradas en la Declaración Jurada de Renta. El estudio del año 2025 se elaboró y presentó en 2026 y estará disponible si lo solicita la administración tributaria. Las transacciones durante el año 2026 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en 2027.

- **Guatemala**

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

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

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

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

Esta documentación es necesaria para el llenado del anexo sobre operaciones con partes relacionadas, el cual se presentó en conjunto con la Declaración Jurada Anual del ISR el 31 de marzo de 2026 y corresponde a las transacciones realizadas del 1 de enero al 31 de diciembre de 2025. El estudio del año 2025 ya se encuentra emitido y estará disponible si lo solicita la administración tributaria.

- **Costa Rica**

De acuerdo con la legislación costarricense en materia de precios de transferencia, y conforme a lo establecido en el artículo 81 bis de la Ley N.°7092 – Ley del Impuesto sobre la Renta, así como en el Decreto Ejecutivo N.°41818-H – Reglamento de la Ley del Impuesto sobre la Renta, la empresa debe preparar un estudio de precios de transferencia de las transacciones efectuadas con partes vinculadas residentes en Costa Rica y en el extranjero durante cada año fiscal que va del 1 de enero al 31 de diciembre.

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

La Administración Tributaria, mediante la Resolución MH-DGT-RES-0026-2025 publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 25 de julio de 2025, estableció la obligación de presentar la primera declaración informativa correspondiente al período fiscal 2024. Posteriormente, mediante publicación en La Gaceta N.°166 del 5 de septiembre de 2025, se modificó el plazo de presentación, fijándose como fecha límite el 31 de marzo de 2026, la cual fue cumplida según procedía.

Asimismo, se consideran las Directrices de la OCDE sobre Precios de Transferencia para Empresas Multinacionales y Administraciones Tributarias, cuya última actualización corresponde a la edición de 2017. El principio de libre competencia contenido en dichas directrices requiere que los resultados de una transacción Intercompañía sean similares a los que hubiesen pactado entidades independientes bajo circunstancias comparables.

En el marco del estudio se desarrolla un análisis de comparabilidad para identificar y caracterizar las operaciones que atañen a este estudio y las entidades involucradas en dichas transacciones. Con base en el análisis funcional, se identifican las funciones desempeñadas, los activos empleados y los riesgos asumidos por el Grupo en relación con las transacciones Intercompañía bajo revisión. Posteriormente, se determina el método más apropiado para documentar las transacciones Intercompañía y, finalmente, se establece el rango de valor de mercado para las operaciones vinculadas analizadas.

Contrato de estabilidad jurídica

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

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

Monto de inversión y plazos: Las inversiones de Enel Colombia S.A. E.S.P. relacionadas con el proyecto El Quimbo comprometidas fueron de $1.922.578.143. Antes de la puesta en operación de la central, en el año 2015, se determinó un incremento del presupuesto incluido el gasto financiero que se proyectaba incurrir para la financiación del proyecto por valor de $1.001.698.548, cada año según los nuevos valores invertidos se debe cancelar el incremento del valor de la prima.

Normas claves objeto de Estabilidad Jurídica (con favorabilidad):

a. Tarifa de renta (33%), exclusión del cálculo de renta presuntiva y deducciones especiales por inversiones en desarrollo científico y por inversiones en medio ambiente, entre otras.

b. Permite asegurar la estabilidad de la deducción especial por inversión en activos fijos reales productivos (30%), la cual se desmontó a partir del 1 de enero del año 2011.

Obligaciones de las Partes

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

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

- Pagar la prima de conformidad con lo estipulado en el parágrafo 2 de la cláusula 2 del contrato de estabilidad jurídica. Según la inversión inicial se pagó una prima por $9.612.891 (consignada el 23 de diciembre de 2010) y se debe ajustar en el evento en que se realicen aumentos en el monto de la inversión. En diciembre de 2014, Enel Colombia S.A. E.S.P. pagó $6.299.623 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión aprobada. En marzo de 2016, diciembre 2019, enero 2021, marzo 2023, diciembre de 2023, marzo 2024, diciembre 2024, marzo 2025 y diciembre 2025, Enel Colombia S.A. E.S.P. pagó $4.657.387, $3.225.114, $1.204.102, $124.412, $263.634, $106.262, $86.976, $199.722, y $247.488, respectivamente, por concepto de ajuste de la prima por la mayor inversión realizada.

- Pagar tributos oportunamente.

- Contratar una auditoría independiente encargada de revisar y certificar el cumplimiento de los compromisos adquiridos en el contrato, para este propósito Enel Colombia S.A. E.S.P. contratará anualmente a un tercero especialista para la revisión de compromisos adquiridos.

b. Obligaciones de la Nación: Garantizar por 20 años la estabilidad de las normas incluidas en el contrato (con favorabilidad) para el proyecto El Quimbo.

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

21. Otros pasivos no financieros

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Impuestos distintos a la renta (1)	$ 178.503.090	$ 171.878.226
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	3.841.909	3.955.181
	$ 319.327.955	**$ 365.275.722**

(1) Al 30 de septiembre de 2026 y 31 de diciembre de 2025 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)	$ 128.372.081	$ 122.182.499
Provisión para pago de impuestos (b)	50.131.009	49.695.727
	$ 178.503.090	**$ 171.878.226**

(a) En las compañías de Colombia se presenta un incremento de $6.189.582 por el 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) En las compañías de Colombia el aumento corresponde a la provisión de ICA por $2.548.446, asociada principalmente a los ingresos gravados en el impuesto de industria y comercio.

Centroamérica

En las compañías de Centroamérica se presenta una disminución respecto a diciembre de 2025 por $(2.113.164).

Panamá: Al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025 se presenta un saldo de $724.584 y $1.551.258, correspondiente a retenciones en la fuente de pagos al exterior.

Guatemala: Al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025 se presenta un saldo de $541.926 y $1.244.891, correspondiente a impuestos por pagar por retenciones efectuadas a proveedores locales por compras y servicios.

Costa Rica: Al 30 de septiembre de 2026 y al 31 de diciembre de 2025 se presenta un saldo de $642.073 y $1.225.598, correspondiente a retenciones en la fuente de pagos al exterior y salarios.

(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**

22. 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)	$ 106.773.646	$ 6.923.720	$ 110.861.146	$ 8.903.787
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (2)	43.592.266	298.524.051	43.885.796	294.109.823
Otras obligaciones (3)	2.713.434	-	1.731.213	-
	$ 153.079.346	**$ 305.447.771**	**$ 156.478.155**	**$ 303.013.610**

(1) Al 30 de septiembre de 2026 en Enel Colombia S.A. E.S.P., 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, Enel Colombia S.A. E.S.P. hace aportes periódicos de ley para cesantías y seguridad social integral: salud, riesgos profesionales y pensiones, a los respectivos fondos privados y a Colpensiones que asumen estas obligaciones en su totalidad.

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

Al 30 de septiembre de 2026 corresponde a las provisiones por concepto de cesantías, vacaciones y seguridad social por $141.026.

Centroamérica

Panamá: Corresponde al pasivo por obligaciones asociadas al impuesto obrero – patronal por pagar a la caja de seguro social; así mismo, se reconocen las provisiones de vacaciones y bonificaciones, lo cual asciende a $4.195.479 al 30 de septiembre de 2026.

Costa Rica: Corresponde a las obligaciones de seguridad social con la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS) y vacaciones, los cuales ascienden a $647.554 al 30 de septiembre de 2026.

Guatemala: Corresponde a obligaciones laborales de pensión, salud y otros aportes de ley de Enel Guatemala S.A. con el Instituto Guatemalteco de Seguridad Social y al pago de obligaciones patronales, las cuales ascienden a $2.323.588 al 30 de septiembre de 2026.

(2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., 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).

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

Pensiones de jubilación

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

El pasivo reconocido en el estado consolidado de situación financiera, respecto de los planes de pensiones de beneficios definidos, es el valor presente de la obligación del beneficio definido a la fecha del estado consolidado de situación financiera, junto con los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas. La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

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

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

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a 1.358 pensionados con una edad promedio de 72 años.

Otras obligaciones post-empleo

Beneficios a pensionados

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

El derecho a los beneficios mencionados generalmente se da al empleado independiente de que haya trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el periodo de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el periodo en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente por actuarios independientes calificados.

Cesantías retroactivas

Las cesantías retroactivas, consideradas como beneficios post-empleo, se liquidan a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen. Esta prestación social se liquida por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado y se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan al otro resultado integral.

Beneficios de largo plazo

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

Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el periodo de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del periodo en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan por actuarios independientes calificados. Estas obligaciones se valorizan por actuarios independientes calificados.

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 01 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 01 de enero de 2025	**$ 271.178.894**	**$ 65.291.928**	**$ 19.988.052**	**$ 6.577.850**	**$ 14.948.503**	**$ 377.985.227**
Costo financiero	24.732.689	5.501.058	2.108.501	665.987	1.105.805	34.114.040
Adquisiciones	-	-	-	-	4.575.010	4.575.010
Costo del servicio corriente	-	-	149.815	356.587	374.086	880.488
Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones demográficas	-	-	-	(282)	-	(282)
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**

(3) Al 30 de septiembre de 2026, corresponde principalmente a las compañías de Panamá por $1.529.079 por el reconocimiento de la provisión del décimo tercer mes y Guatemala por $793.014, que corresponde principalmente a obligaciones solidarias; en estas los empleados aportan un porcentaje del salario y las compañías en Guatemala otro porcentaje. Lo anterior con el fin de generar un ahorro, para que en el momento que el empleado termine su relación laboral pueda retirar sus ahorros.

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva – SINTRAELECOL

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

Convención Colectiva – ASIEB – EMGESA

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

Convención colectiva: ASIEB-CODENSA

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

Negociación Colectiva – REDES

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

Centroamérica (Panamá)

A corte del 30 de septiembre de 2026 se encuentra vigente la Convención Colectiva suscrita entre Enel Fortuna S.A. y el Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá (SITIESPA). Dicha convención tiene vigencia desde el 1 de enero de 2025 y hasta el 31 de diciembre de 2028.

Al 30 de septiembre de 2026 dicha convención cubrió a 34 (68%) de 50 colaboradores en total en esta entidad.

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

23. Patrimonio

Capital emitido

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

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

Composición accionaria al 30 de 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, el Grupo tiene 244 acciones propias readquiridas, surgidas a partir del proceso de fusión llevado a cabo en el año 2022.

Distribución de Dividendos

Aprobados en el año 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.

Para Centroamérica los dividendos decretados al 30 de septiembre de 2026 fueron por $152.368.771 correspondientes a las compañías Renovables de Guatemala S.A. y Enel Panamá Cam, S.R.L., de los cuales $35.616 corresponden a participaciones no controladas.

Aprobados en el año 2025

La Asamblea General de Accionistas del 27 de marzo de 2025, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2024 por $2.062.548.190, en julio de 2025 se realizó el pago de la primera cuota correspondiente a las utilidades retenidas por $888.510.540 y en el mes de diciembre pago de la segunda cuota por $1.174.012.921.

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

Para Centroamérica los dividendos decretados al 31 de diciembre de 2025 fueron por $140.050.538 correspondiente a las compañías de Guatemala, de los cuales $383.947 corresponden a participaciones no controladas.

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)	212.891.322	247.096.266
Reserva Estatutaria	178.127	178.127
	$ 1.713.187.364	**$ 1.747.392.308**

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

24. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación

	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre 2026	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre 2025
Venta de Energía	**$ 12.179.205.429**	**$ 10.894.689.594**
Generación y comercialización energía, clientes mercado mayorista, no regulado y bolsa (1)	6.421.976.615	5.396.804.534
Distribución y comercialización energía, clientes mercado regulado (2)	5.634.082.530	5.376.506.876
Suministro servicio alumbrado público (3)	123.146.284	121.378.184
Transporte de energía (4)	631.187.748	514.003.757
Servicios empresariales y de gobierno (5)	384.701.555	336.555.730
Arrendamientos	228.851.083	206.013.711
Venta de gas	42.448.135	50.487.939
Servicios de administración de personal	578.874	558.514
Ventas de certificados	372.047	410.433
Sanciones y reembolsos	2.997	4.378
Ingresos de actividades ordinarias	**13.467.347.868**	**12.002.724.056**
Otros Ingresos de operación (6)	85.985.913	131.353.590
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	**$ 13.553.333.781**	**$ 12.134.077.646**

	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	**$ 4.786.769.662**	**$ 3.682.573.403**
Generación y comercialización energía, clientes mercado mayorista, no regulado y bolsa	2.709.980.834	1.853.100.749
Distribución y comercialización energía, clientes mercado regulado	2.033.114.432	1.789.640.837
Suministro servicio alumbrado público	43.674.396	39.831.817
Transporte de energía	203.851.237	152.161.385
Servicios empresariales y de gobierno	135.317.891	119.796.163
Arrendamientos	74.603.803	69.723.945
Venta de gas	13.207.653	16.718.464
Servicios de administración de personal	169.922	184.819
Ventas de certificados	82.554	(524.412)
Sanciones y reembolsos	1.508	2.811
Ingresos de actividades ordinarias	**5.214.004.230**	**4.040.636.578**
Otros Ingresos de operación	23.616.276	32.416.519
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	**$ 5.237.620.506**	**$ 4.073.053.097**

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. 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.

Centroamérica

Panamá: Al 30 de septiembre de 2026, se obtuvo una venta de energía neta por $560.191.576, equivalente a 1.387,33 Gwh versus 1.727,72 Gwh a septiembre de 2025, principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A. por contratos por PPA y mercado Spot.

Guatemala: Se refleja una venta de energía neta por $248.911.881 al 30 de septiembre de 2026, equivalente a 284,30 Gwh versus 354,90 Gwh a septiembre de 2025; adicionalmente se presenta un aumento en el precio promedio (USD188,19/Kwh a septiembre 2026 versus USD87,69/Kwh a septiembre 2025), principalmente en contratos por PPA y contratos con distribuidoras en la compañía Enel Guatemala S.A.

Costa Rica: Al 30 de septiembre de 2026 las ventas de energía neta son por $43.862.070, realizadas al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

(2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. 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 Prom Aplicada a septiembre 2026	Tarifa Prom 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	253,7	-0,8%
Rm	20,31	33,32	-39,0%
Cv	80,73	77,37	4,3%
Cu	**802,69**	**785,37**	**2,2%**

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. los ingresos netos por venta de energía al 30 de septiembre de 2026 son por $101.078.209 y corresponden a facturación de la comercialización de energía eléctrica a compañías en el mercado regulado del sector residencial y no residencial.

(3) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de 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 $611.519.239 y $497.218.958 y sistemas de transmisión regional por $19.668.509 y $16.784.799; se presenta un incremento debido a la facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica.

(5) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de septiembre de 2026 corresponde a ingresos de servicios empresariales y de gobierno por otras prestaciones de servicio por $165.140.296 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.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. al 30 de septiembre de 2026 se obtuvieron comisiones por $143.586, por concepto de normalización de medidores contratada por los clientes.

(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.

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

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

		Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre 2026	Periodo de nueve meses del 1 de enero al 30 de septiembre 2025
Ventas de energía	A lo largo del tiempo	$ 12.179.205.429	$ 10.894.689.594
Transporte de energía	A lo largo del tiempo	631.187.748	514.003.757
Servicios empresariales y de gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	384.701.555	336.555.730
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
Servicios de administración de personal	A lo largo del tiempo	578.874	558.514
Venta de certificados	En un punto del tiempo	372.047	410.433
Sanciones y reembolsos	En un punto del tiempo	2.997	4.378
Total ingresos de actividades ordinarias		**$ 13.467.347.868**	**$ 12.002.724.056**
Otros Ingresos de operación		85.985.913	131.353.590
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación		**$ 13.553.333.781**	**$ 12.134.077.646**

Activos y pasivos contractuales

Activos contractuales

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

Pasivos contractuales

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

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

	Al 30 de septiembre de 2026	Al 30 de septiembre de 2026
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 el Grupo.

Venta de gas

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

Servicios empresariales y de gobierno

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

Otros ingresos

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

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

Juicios significativos en la aplicación de la norma

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

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

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

25. Aprovisionamientos y servicios

	Periodo de 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)	$ 4.082.117.699	$ 3.584.343.729
Costos de transporte de energía (2)	1.039.787.545	1.166.953.627
Impuestos asociados al negocio	293.123.938	285.598.923
Otros aprovisionamientos variables y servicios (3)	257.640.881	284.676.280
Consumo de combustible (4)	96.969.899	35.212.953
Compra y consumo de gas	25.877.010	30.667.344
	$ 5.795.516.972	**$ 5.387.452.856**

	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	$ 1.595.948.108	$ 1.156.986.014
Costos de transporte de energía	346.897.854	391.341.543
Impuestos asociados al negocio	116.711.295	97.142.667
Otros aprovisionamientos variables y servicios	113.402.746	95.376.556
Consumo de combustible	59.701.570	5.997.365
Compra y consumo de gas	7.984.808	10.082.639
	$ 2.240.646.381	**$ 1.756.926.784**

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. 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.

Al 30 de septiembre de 2026 y 2025, para Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. las compras de energía netas son por $25.625.943 y $20.805.556, respectivamente; el aumento corresponde principalmente a la finalización del contrato por suministro de energía, donde el costo por Kwh con el proveedor Isagen S.A. E.S.P era de $303/Kwh, mientras que a partir enero de 2026 se adjudicó el contrato con el proveedor BTG Pactual S.A. con un costo de $501/Kwh.

Centroamérica

Al 30 de septiembre de 2026 y 2025, las compras de energía netas en el mercado de oportunidad para cumplir con los compromisos contractuales en transacciones horarias realizadas ascienden a $199.686.689 y $222.203.205.

En Guatemala al 30 de septiembre de 2026 y 2025 las compras de energía neta son por $127.633.524 y $118.733.460, respectivamente; el aumento obedece a mayor volumen (132,39 Gwh a septiembre de 2026 versus 46,8 Gwh a septiembre de 2025) y a mayores precios (229,30USD/Gwh a septiembre de 2026 versus 61,47USD/Gwh a septiembre de 2025) principalmente en la compañía Enel Guatemala S.A.

En Panamá al 30 de septiembre de 2026 y 2025 por $72.053.165 y $103.469.745, respectivamente; corresponde a compras al mercado Spot para cumplimiento en contratos con clientes, principalmente en la compañía Enel Fortuna S.A.; la disminución obedece a menor precio y cantidad en compras del mercado Spot (precio promedio 67,71USD/Gwh y 164,09 Gwh a septiembre 2026 versus 78,66USD/Gwh y 277,45 Gwh a septiembre de 2025).

(2) Al 30 de septiembre de 2026 y 2025 en Enel Colombia S.A. E.S.P., está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional $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.

En Enel X Colombia S.A.S. al 30 de septiembre de 2026 y 2025, corresponde a transmisión de energía a nivel nacional y regional por $19.915.009 y $20.768.467, respectivamente, la disminución corresponde a un menor volumen de energía transportada.

Centroamérica

Al 30 de septiembre de 2026 y 2025, se presentan costos de intermediación de contratos de energía por el uso del sistema de transmisión por $57.620.985 y $71.829.776, respectivamente; y corresponde a las compañías de Guatemala por $22.725.826 y $45.744.050, respectivamente, Panamá por $34.895.159 y $26.085.726. La disminución obedece principalmente a un contrato de exportación que se tenía en 2025 en las compañías de Guatemala.

(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 Enel Colombia S.A. E.S.P. interpuso una demanda y se cuenta con los argumentos suficientes de certeza de reintegro al Grupo.

(4) Al 30 de septiembre de 2026 en Enel Colombia S.A. E.S.P. 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.

26. 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)	$ 298.209.505	$ 266.069.883
Reparaciones y conservación (2)	166.397.078	145.679.014
Tributos y tasas (3)	82.647.415	15.454.273
Primas de seguros (4)	60.870.909	71.154.277
Otros suministros y servicios (5)	39.669.779	193.982.427
Arrendamientos y cánones	19.296.796	21.808.227
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	13.075.146	9.359.078
Gastos de transportes y viajes	4.392.442	6.600.595
	$ 684.559.070	**$ 730.107.774**

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. 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 la variación de existencias de mercancía en tránsito, existencias de transformadores, materiales en distribución y compra de materiales específicos de distribución en stock, entre otros.

(3) El incremento corresponde principalmente al reconocimiento del impuesto al patrimonio en el 2026, derivado de los cambios normativos sustanciales introducidos por el gobierno nacional en la expedición del Decreto 0173 de 2026, el cual crea un impuesto extraordinario al patrimonio para personas jurídicas en 2026, con el fin de financiar los gastos asociados a la emergencia económica y climática declarada mediante el Decreto 0150 de 2026, en el cual se realiza la ampliación del universo de contribuyentes, el aumento de la base gravable y la incorporación de nuevos sujetos pasivos.

(4) La disminución obedece principalmente al comportamiento a la baja de la tasa de cambio del año 2026 comparado con el año 2025, lo que ha derivado en la expedición de las pólizas corporativas por un menor valor y por tanto disminución en el valor en la amortización de las pólizas por el primer y segundo trimestre del año 2026.

(5) En Enel Colombia S.A. E.S.P., la disminución corresponde principalmente al efecto del reconocimiento en el año 2025 por $(91.385.395) de la cuenta por pagar a favor de la Unidad Administrativa Especial de servicios Públicos (UAESP) otorgada mediante resolución 463 de 2025, 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).

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., la disminución por $(652.505) corresponde principalmente a menores servicios relacionados con el suministro, instalación y revisión de medidores.

27. Gastos financieros

	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)	$ 833.235.999	$ 737.247.207
Otros costos financieros (2)	171.339.227	337.481.999
Gravamen a los movimientos financieros (3)	37.320.687	39.274.102
Arrendamientos financieros (4)	27.555.505	24.383.219
Obligación por beneficios post empleo (5)	25.920.407	24.903.416
Gastos por valoración y liquidación de derivados (6)	14.012.266	14.594.159
Intereses de mora impuestos (7)	471.928	(4.015.560)
Gastos financieros	**1.109.856.019**	**1.173.868.542**
Gasto financiero capitalizado (8)	(88.581.875)	(73.241.339)
Gastos financieros, netos	**$ 1.021.274.144**	**$ 1.100.627.203**

	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	$ 290.742.090	$ 238.123.465
Otros costos financieros	65.451.208	104.360.664
Gravamen a los movimientos financieros	13.722.042	11.373.990
Gastos financieros leasing	9.153.802	9.086.634
Obligación por beneficios post empleo	4.914.541	(8.791.652)
Gastos por valoración y liquidación de derivados	2.472.918	5.393.359
Intereses de mora impuestos	141.072	(5.665.095)
Gastos financieros	**386.597.673**	**353.881.365**
Gasto financiero capitalizado	(26.067.186)	(29.532.536)
Gastos financieros, netos	**$ 360.530.487**	**$ 324.348.829**

(1) Corresponde principalmente a Enel Colombia S.A. E.S.P. por aumento de gastos en 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 European Investment Bank; así como al vencimiento de los siguientes bonos: bono E7-18 en abril de 2026, B12-15 en septiembre de 2025 y E12-13 en noviembre de 2025 (ver nota 17).

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

Operación	2026	2025
Créditos nacionales y del exterior	$ 761.427.651	$ 633.768.498
Bonos emitidos (Colombia)	71.808.348	103.478.709
	$ 833.235.999	**$ 737.247.207**

(2) La disminución 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 presentada 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) con 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, Rio Bogotá, Vía perimetral Santa Catalina, Jawalain, San Martin, Guayepo, La Loma, Fundación y El paso),

provisión vía Gama Gachalá 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.

Centroamérica

En Panamá la disminución por $(3.289.808) corresponde principalmente a los gastos financieros relacionados al pasivo con Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc, de acuerdo con los contratos de suministro de energía PPA (Power Purchase Agreement).

En Costa Rica y Guatemala corresponde al aumento de otros conceptos por $585.851.

(3) La disminución corresponde principalmente a Enel Colombia S.A. E.S.P., por el menor número de giros efectuados durante el transcurso del año de 2026, destacándose la amortización de deuda en 2026 frente al año 2025; así como las compras de energía las cuales disminuyeron en 2026 vs. 2025.

(4) Al 30 de septiembre de 2026 el aumento corresponde principalmente a Enel Colombia S.A. E.S.P. por los intereses de los contratos con: Agropecuaria Chahin Hermanos S.A.S. por $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.

(5) 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.

(6) Corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. principalmente por el vencimiento de contratos de derivados financieros de trading y de cobertura CFH (Cash Flow Hedge) para las variaciones en las tasas de cambio de ejecución en los proyectos renovables. 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 a Enel Colombia S.A. E.S.P., principalmente por:

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

- La fluctuación de la tasa nominal anual para capitalización de costos por intereses del año 2026 versus 2025 es del 2,09%.

A continuación, los proyectos con gasto financiero capitalizable:

Al 30 de septiembre de 2026:

Central	Proyecto	Valor
Generación y renovables	Atlántico	41.092.673
Distribución	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	Atlántico	20.569.874
Distribución	Subestaciones y redes	14.519.713
Generación y renovables	Sedimentación Guavio	3.883.396
Generación y renovables	Otros proyectos menores	1.584.567
		$ 73.241.339

28. Resultado en venta y disposición 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	$ (9.967.639)	$ (1.819.111)
	$ (9.967.639)	**$ (1.819.111)**

Al 30 de septiembre de 2026 el Grupo presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por $(9.967.639), correspondientes a:

Colombia

Bajas con efecto en pérdida por $(10.266.785) distribuidas así:

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

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

Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. corresponde a bajas con efecto en utilidad por venta de equipo de telemedida por $910.

Centroamérica

En Guatemala y Costa Rica, el efecto en utilidad por $299.146, corresponde a venta de equipos de cómputo, vehículos y maquinaria.

29. Sanciones

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

Procesos judiciales por sanciones ambientales

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

   Al 30 de 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 al recurso interpuesto contra la Resolución No.2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó al Grupo por $758.864, por considerar que existía una infracción a la normatividad ambiental. La sanción fue disminuida a $492.700, más $434.068 de intereses cobrados por la autoridad, para un total pagado en abril del 2024 por $926.768. Se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (acciones judiciales), en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 2017-247.

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

c) El 12 de enero de 2018 el Grupo fue notificado sobre las resoluciones No.3567, 3568 y 3569 del 4 de diciembre, en la cuales se confirman las sanciones impuestas por la CAM en noviembre de 2016 en relación con las resoluciones 3590, 3653 y 3816 de noviembre de 2016, derivados de la falta de permisos de vertimientos de los reasentamientos del PHEQ, de acuerdo con la normatividad ambiental.

   Como consecuencia de lo anterior la Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena (CAM) impuso dos (2) sanciones consistentes en una multa de $50.670 cada una.

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

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

   Antecedentes: Mediante Resolución No.1589 del 29 de junio de 2022 la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena, declaró responsable al Grupo y al señor Rubén Darío Mosquera Sierra de los cargos formulados en el auto No.081 de fecha 29 de agosto de 2019, relacionados con el aprovechamiento forestal indebido de ciertos individuos arbóreos, en consecuencia, de lo anterior, al Grupo le fue impuesta una multa por valor de $540.470. Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho que correspondió por reparto al Juzgado 3 Administrativo del Huila con radicado 2023-179.

   El 3 de febrero de 2026 se profirió sentencia de primera instancia desfavorable, la cual fue apelada por el Grupo. El expediente fue remitido al superior y, al 30 de septiembre de 2026, el proceso se encuentra al despacho del Tribunal Administrativo del Huila para sentencia de segunda instancia.

e) Resolución No.3607 del 14 de diciembre de 2022, notificada formalmente el 19 de enero de 2023 "por la cual se resuelve un recurso de reposición", emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

   Antecedentes: Mediante Resolución No.1588 del 29 de junio de 2022, la Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable al Grupo, a la sociedad RG Ingeniería Ltda. e Ingedere Ltda. y las sancionó por el presunto incumplimiento a la normatividad ambiental, consistente en realizar un aprovechamiento forestal sin autorización. La sanción impuesta al Grupo es de $363.262. Se presentó demanda de nulidad y

restablecimiento del derecho que correspondió por reparto al Juzgado 4 Administrativo de Neiva con radicado 2023-220. El 5 de mayo de 2025 se practicaron pruebas, se cerró el debate probatorio y se corrió traslado para alegar. El 14 de mayo de 2025 el Grupo presentó alegatos y el 21 de mayo de 2025 el proceso ingresó al Despacho para fallo. El 14 de julio de 2025 se profirió sentencia de primera instancia negando las pretensiones de la demanda, frente a la cual se presentó el correspondiente recurso de apelación.

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

f) Resolución No.2835 de 2023, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No.00427 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

Antecedentes: La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA, dio inicio un proceso sancionatorio contra el Grupo, por la supuesta infracción ambiental de no actualizar el plan de contingencia, obligación establecida en la licencia ambiental, la sanción es por un valor de $141.052.

Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho que correspondió por reparto al Juzgado 3 Administrativo de Bogotá con radicado 2024-377. A corte del 30 de septiembre de 2026 se encuentra pendiente que el referido Juzgado admita la demanda.

g) Resolución No.00069 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No.00597 de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

Antecedentes: La autoridad Nacional de Licencia Ambientales, inició un proceso sancionatorio contra el Grupo, por una supuesta infracción ambiental, pues dicha autoridad, considera que el Grupo no cumplió con la obligación establecida en la licencia ambiental, respecto a la concertación de los frentes de aprovechamiento forestal. El valor de la sanción corresponde a $47.334. 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) El Grupo fue notificado de la Resolución No.1931 de 2024, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No.3133 del 28 de diciembre de 2023, expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. confirmándose la sanción contra el Grupo por valor de $182.030.

Se radicó la demanda que correspondió al Juzgado Noveno Administrativo de Neiva y, al 30 de 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, el Grupo fue notificado de las siguientes resoluciones expedidas en el marco de procedimientos sancionatorios adelantados por la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena - CAM:

1. Resolución No.4706 del 18 de diciembre del 2024, mediante la cual se impone multa a $143.301, por el presunto incumplimiento a la medida de compensación impuesta por la autoridad ambiental por aprovechamiento forestal, que consistía en la siembra de 2145 plántulas. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No.3543 de 17 de noviembre de 2023. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes, motivo por el cual se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al Juzgado Tercero Administrativo de Neiva con radicado No. 2025-168, la cual fue admitida mediante auto del 28 del mismo mes y año.

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

2. Resolución No.4761 del 20 de diciembre de 2024, mediante la cual se impone multa de $143.301, por no realizar la medida de compensación impuesta consistente en la siembra y mantenimiento de 690 individuos forestales. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No.3539 del 18 de noviembre de 2023. Se tramitó la conciliación prejudicial con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes, motivo por el cual se presentó la respectiva demanda que correspondió por reparto al Juzgado Segundo Administrativo de Neiva, la cual fue admitida mediante auto del 30 de septiembre de 2025.

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

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

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

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

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

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

5. Resolución No.4850 del 24 de diciembre de 2024, mediante la cual se impone multa de $532.263, por no realizar la medida de compensación impuesta consistente en la siembra y mantenimiento de individuos forestales. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución N°.3484 de 17 de noviembre de 2023. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial, la cual fue asignada bajo el radicado No. 2025-278851, quedando pendiente la fijación de fecha para su realización.

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

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

j) El día 10 de marzo de 2025, el Grupo fue notificado de la Resolución No.320 de 17 de febrero de 2025 expedida por la CAM, mediante la cual se impone multa de $143.301, por no realizar la medida de compensación impuestas consistente en la siembra y mantenimiento de 940 individuos forestales.

   Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No.3538 de fecha 18 de noviembre de 2023. El 20 de junio de 2025 se presentó solicitud de conciliación prejudicial ante la Procuraduría Judicial Administrativa, la cual culminó con resultado fallido por falta de acuerdo entre las partes en audiencia celebrada el 20 de agosto de 2025.

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

   Al 30 de 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, el Grupo fue notificado de las siguientes resoluciones a través de las cuales la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM- impone sanciones por el presunto incumplimiento a medidas de compensación impuestas por aprovechamiento forestal:

1. Resolución No.4921 de fecha 27 de diciembre de 2024, mediante la cual se impone una multa de $539.384. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No.3477 de 17 de noviembre de 2023. Se presentó solicitud de conciliación prejudicial.

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

   A corte del 30 de 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 el Grupo, mediante la cual el Despacho declaró la nulidad absoluta de los actos administrativos sancionatorios por falsa motivación y ordenó el reintegro de la suma pagada por concepto de multa, debidamente indexada.

   Al 30 de septiembre, 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, el Grupo fue notificado de la Resolución No.4924 de fecha 27 de diciembre de 2024, mediante la cual la CAM impone una multa de $532.263. Esta resolución resolvió el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No.3536 del 17 de noviembre de 2023.

   Al 30 de 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 el Grupo, y modificando el valor de la multa por $9.036.939.

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

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

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

Mediante Resolución N° 001279 de 04 mayo de 2026, notificada el 05 de 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 en ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, a la fecha se encuentra pendiente la admisión de esta.

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

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

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

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

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

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

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

r) El 7 de julio de 2026, el Grupo fue notificado 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 No. SSPD 20222400660655 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por $700.000 por considerar que el Grupo incumplió el código de medida respecto al cliente Gran Tierra Energy Ltda. por acumular tres fallas en el sistema de medida en un periodo de un año. Contra la sanción se interpuso el recurso de reposición ante la misma SSPD; esta entidad mediante la Resolución N° SSPD 20232400403065 del 21 de julio de 2023 resolvió confirmar la sanción contra el Grupo, y este no fue notificado correctamente de esta decisión, por consiguiente, se presentó acción de tutela con radicado 11001310302720230043800, la cual tuvo fallo por parte del juzgado 27 civil de circuito de Bogotá el 15 de agosto de 2023 concediendo el amparo solicitado. Sin embargo, esta decisión fue revocada el 28 de noviembre de 2023 por el Tribunal Superior de Bogotá. La multa fue pagada el 25 de octubre de 2023.

El 11 de enero de 2024 se presentó demanda de nulidad y restablecimiento en contra de la sanción, que conoce actualmente el Tribunal Administrativo del Putumayo.

Al 30 de septiembre de 2026 está pendiente de que el Juzgado profiera fallo de primera instancia.

b) El 19 de julio de 2022, mediante la Resolución No.SSPD 20222400666425 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de COP $242.459, por considerar que, durante el mes de mayo de 2020, el Grupo incumplió normatividad sobre la medición del consumo y facturó a 53.339 usuarios el servicio de energía eléctrica con base en consumos estimados sin haber acreditado que ello no ocurrió como consecuencia de su acción u omisión. Contra la sanción, se interpuso recurso de reposición ante la misma SSPD, en respuesta, la entidad mediante Resolución No SSPD 20232400436065 del 3 de agosto de 2023 resolvió modificar la sanción impuesta dejando un valor a pagar de $237.422.

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

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

c) El día 27 de septiembre de 2024, mediante Resolución No.SSPD 20242400587125, la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con multa por valor de $433.333, por considerar que el Grupo incumplió lo establecido en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 y el numeral 5.2 del Anexo General de la Resolución CREG 015, toda vez que incurrió en una falla en la prestación del servicio de energía eléctrica al superar el límite de 360 horas de la duración -DIU-, de la interrupción que percibieron sus usuarios en 5.268 casos, en el periodo comprendido entre agosto de 2021 y agosto de 2023. Sobre esta decisión se interpuso recurso de reposición a través de radicado 20245294562882 del 15 de octubre de 2024, sin embargo, mediante Resolución SSPD 20252400471005 del 30 de septiembre de 2025, notificada el 2 de octubre, la Superintendencia confirmó en su integridad la sanción.

La multa fue pagada el 15 de octubre de 2025 y se 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 No.SSPD 20252400491705, la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con multa por valor de $2.847.000, por considerar que el Grupo incumplió lo dispuesto en el artículo 168 de la Ley 142 de 1994, los artículos 6 y 25 de la Ley 143 de 1994, el artículo 6 (numeral 1.2.) de la Resolución CREG 055 de 1994, el artículo 6 (literal a) de la Resolución CREG 024 de 1995 y el artículo 23 de la Resolución CREG 080 de 2019, toda vez que, entre el 17 y el 22 de octubre de 2022, habría ofrecido un precio al Centro Nacional de Despacho por las unidades de generación de energía de la Planta Betania, que aparentemente desconoció los costos de oportunidad (valor del agua) de generación en el momento de la oferta, distorsionando con ello el funcionamiento eficiente del mercado.

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

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

Panamá

e) Mediante Resolución AN No. 21963 del 12 de agosto de 2026, dictada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante la “ASEP”) por la cual “se resuelve el Procedimiento Administrativo Sancionador seguido a Enel Fortuna, S.A., por el incumplimiento a normas vigentes en materia de electricidad, se impone pagar la suma de USD 8.000. Se presentó recurso de reconsideración el día 25 de agosto de 2026, y mediante Resolución 22057 de 07 de septiembre de 2026, se resolvió modificar la resolución impugnada, dejando el nuevo valor a pagar en USD 3.000.

30. Compromisos y contingencias

a) Convenio Estación Elevadora de Aguas Residuales Canoas

Contexto:

El Consejo de Estado ordenó al Grupo 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 el Grupo.

31. 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, el Grupo se encuentra obligado 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 el Grupo no cuenta con un seguimiento detallado o minucioso del proyecto. El Grupo 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 del Grupo 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: el Grupo, 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 el Grupo.

• 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 el Grupo 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 al Grupo.

La renovación de la concesión de aguas sobre el Río Bogotá ya se dio y aún no se encuentra finalizada la construcción, por ello, el Grupo 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

El Grupo enfrenta litigios catalogados como posibles, para los cuales la gerencia con el soporte de sus asesores legales externos e internos, estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para el Grupo y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera.

Litigios calificados como eventuales o posibles:

Los principales litigios que tiene el Grupo al 30 de septiembre de 2026, calificados como eventuales son:

- **Colombia.**

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

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: $337.626.840.

Estado actual y situación procesal: Tras obtenerse sentencia de primera instancia favorable a Enel Colombia S.A. E.S.P., la parte demandante presentó el correspondiente recurso de apelación, el cual, a la fecha se encuentra pendiente ante el 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. Proceso de cobro coactivo de alumbrado público con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos UAESP.

Fecha de inicio: 2017.

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

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

Por su parte, esta Resolución de la reliquidación del alumbrado público está siendo cobrada por la UAESP vía cobro coactivo al Grupo. En el marco de esta ejecución se presentó póliza de caución en los términos del art. 837-1 del Estatuto Tributario, a efectos de impedir la materialización de órdenes de embargo en contra del Grupo.

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 el Grupo desistió de la demanda presentada contra el auto No. 007 del 4 de septiembre de 2024, dado que dicho acto fue revocado parcialmente vía revocatoria directa por parte de la UAESP mediante Resolución 173 de 2025.

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

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

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

No obstante, respecto de estas Resoluciones ya se promovió la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, en el mes de septiembre el expediente fue remitido al despacho donde actualmente se tramita el acuerdo conciliatorio suscrito entre el Grupo 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 El Quimbo.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

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

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

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: $33.000.000.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de 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. El Grupo 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 el Grupo.

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 se encuentra pendiente de la sentencia de primera instancia.

l. Jesús Maria Fernandez y Olga Patricia Pérez Barrera (Predio La Mina)

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: $24.673.189.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de 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 el Grupo.

n. Acción de reparación directa promovida por Antonio Jesús Moreno Vargas y otros 98.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: $15.831.622.

Estado actual y situación procesal: Tras obtenerse fallo de primera instancia favorable para el Grupo, la parte demandante presentó recurso de apelación, el cual, al 30 de 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 el Grupo y al 30 de septiembre de 2026 se está a la espera del fallo de segunda instancia.

r. Medio de control reparación directa de Ruber Cufiño Hernandez y otros 252.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: $38.117.538.

Estado actual y situación procesal: Tras obtenerse sentencia de primera instancia favorable para el Grupo, 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 el Grupo 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 el Grupo, 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 Rio Bogotá, por la Central Termozipa.

Fecha de inicio: 2022.

Pretensión: Indeterminada.

Estado actual y situación procesal: Dentro del incidente de desacato en contra de los municipios de Tocancipá y Cajicá que existen en cumplimiento de la Sentencia del Rio Bogotá, el Grupo fue vinculado con ocasión de una posible contaminación a fuentes hídricas y suelos de la zona, por una supuesta emisión de cenizas que se atribuyen a la operación de la Central Termozipa y otra empresa de la zona. Si el Tribunal considera que existe una afectación ambiental, en cabeza del Grupo, puede ordenar la suspensión de la operación en la central o imponer condicionarla para la realización de nuevas actividades que mitiguen el

riesgo de contaminación, así mismo procederá a determinar en cabeza de quien recae la responsabilidad e imponer sanciones para el Grupo. En caso contrario, procederá a cerrar el incidente de desacato.

Al 30 de septiembre de 2026, el proceso continúa pendiente de que el Tribunal resuelva la solicitud del Grupo de ampliar el término para presentación del dictamen de contradicción al decretado por el despacho en septiembre del 2022.

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

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: $175.950.000.

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

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

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 al Grupo a asumir el valor de construcción y operación de plantas de tratamiento de aguas residuales de los municipios de influencia del proyecto. El fallo de primera instancia fue parcialmente desfavorable para el Grupo.

Al 30 de 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, incluido el Grupo, por daños causados por la contaminación del embalse El Muña debido al bombeo de aguas del río Bogotá. El Grupo niega responsabilidad, alegando que recibe el agua ya contaminada. El proceso fue remitido a los Juzgados de Bogotá y aún está en etapa preliminar, pendiente de resolver excepciones y recursos contra decisiones como la exclusión de algunos demandados.

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

El Grupo aportó el informe técnico anunciado en la respuesta de la demanda, relacionado con el cumplimiento de la normativa ambiental sobre olores ofensivos en la Central Paraíso. Paralelamente, cursa una acción de tutela promovida por el demandante contra el Despacho Judicial por la negativa de un dictamen pericial, respecto de la cual se obtuvo sentencia favorable para el Grupo 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: El Grupo presentó demanda arbitral contra el Consorcio Impregilo OHL (Grupo ICT II y OHL) como constructor e INGETEC como diseñador por los fallos estructurales del vertedero

de la central hidroeléctrica El Quimbo, cuya socavación y daño progresivo detectados en 2025, obligaron al Grupo a suspender la operación del vertedero y asumir costos extraordinarios de estudios, obras de mitigación y restricciones operativas del embalse; la controversia busca que se declare el incumplimiento de las obligaciones de construcción y diseño, respectivamente, así como la indemnización de los perjuicios y la aplicación de la cláusula penal.

La demanda fue presentada el 1 de abril de 2026 y se encuentra a la espera de la integración del Tribunal Arbitral, 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 el Grupo 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. El Grupo contestó la demanda en septiembre de 2026, negando la existencia de una vulneración actual de derechos colectivos atribuible al Grupo. 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 el Grupo 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.

Centroamérica.

ag. Proceso de Lesividad 22-2412-1027-CA (Costa Rica).

Fecha de inicio**:** 2022.

Actor: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Demandado: P.H. Don Pedro S.A.

Pretensión: La declaratoria de nulidad de determinados actos administrativos de fijación tarifaria a plantas de generación eléctrica existentes y el reintegro de los supuestos montos pagados de más por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a P.H. Don Pedro S.A., monto que sería calculado en ejecución de sentencia.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de septiembre de 2026, no se han notificado a todas las partes, por lo que no se ha ordenado ninguna actuación adicional, ni se ha emitido resolución reciente para este proceso.

ah. Proceso ordinario agrario expediente 18-000036-0815-AG (Costa Rica).

Actor: Jafet Rojas Picado.

Demandados: P.H. Chucás, S.A. (en adelante “Chucás”) y Mario González Porras.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de septiembre del 2026, no existen actuaciones adicionales.

ai. Proceso de Ejecución de Resolución Arbitral-Liquidación de Costas- (Costa Rica)

Actor: PH Chucas, S.A.

Demandado: Instituto Costarricense De Electricidad (ICE).

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

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

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

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

aj. Demanda contenciosa administrativa de plena jurisdicción, presentada ante la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia, en contra de la Resolución AN No.18183-CS de 26 de enero de 2023, dictada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (Panamá)

Demandante: Enel Fortuna S.A.

Estado Actual y situación procesal: Al 30 de septiembre de 2026, el proceso se encuentra pendiente de sentencia. El expediente pasó a la Magistrada Sustanciadora para la elaboración del proyecto de sentencia, el cual será sometido a consideración del pleno de la Sala Tercera.

ak. Proceso Civil Ordinario de Mayor Cuantía ante el Juzgado Décimo Tercero De Circuito Civil Del Primer Circuito Judicial De Panamá - Solicitud de Ejecución Complementaria.

Demandante: Roberto Linares Tribaldos

Pretensión: Cobro de Costas Legales por la suma de USD 544,422.71

Mediante Sentencia N° 20 de 21 de abril de 2016 emitida por el Juzgado Décimo Tercero de Circuito, ramo civil de la provincia de Panamá, se declaró no probada la pretensión del Sr. Linares de una Indemnización por USD $11M por parte de Enel Fortuna, S.A., que ocupaba las tierras donde se encuentra el embalse de la planta hidroeléctrica Fortuna; ya que las tierras inundadas se encuentran tituladas bajo su propiedad. La sentencia fue apelada y fallada en su contra. De igual forma se fue en casación civil donde también se mantuvo la sentencia original en su contra.

Producto de los actos litigiosos del Sr. Linares, la misma sentencia condenó al señor Roberto Jose Linares Tribaldos a pagar a favor del Grupo, la suma de cuatrocientos setenta y seis mil ochocientos cincuenta y siete balboas con 14/100 (B/.476,857.14), en concepto de costas de primera instancia, más los gastos del proceso, que serían liquidados por la secretaría del Juzgado de origen.

Por razón del recurso de apelación, se condena en costas de segunda instancia al demandante, las cuales se fijan en la suma De Doscientos Balboas Con 00/100 (B/.200.00). De igual forma, resolvió aprobar en todas sus partes la liquidación efectuada por el Secretario del Despacho, a favor de la parte demandante.

Estado actual y situación procesal: El Juzgado Décimo Tercero de Circuito Civil del Primer Circuito Judicial de Panamá, mediante auto No. 2061/73697-11 de 14 de agosto de 2023, decretó embargo en contra de Roberto José Linares Tribaldos hasta la concurrencia de USD $544,422.71, desglosados así: Capital USD $476,857.14, Costa de recursos USD $300.00, Certificaciones de sociedades USD $80.00 y costas de ejecución USD $67,185.57.

Al 30 de septiembre de 2026 el Grupo está realizando gestiones y solicitudes ante el Juzgado para ejecutar la liquidación efectuada por el Secretario del Despacho. Al momento se están realizando gestiones para nombrar nuevos abogados que representen los intereses de la empresa en este proceso.

31. Mercado de derivados energéticos

Generación

En mayo de 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social del Grupo, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Al 30 de 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 Enel Colombia S.A. E.S.P., pero como parte de su operación Trading, deben ser mantenidos como montos mínimos como efectivo y equivalente al efectivo.

Distribución

De acuerdo con la Resolución CREG 101 020 de 2022 que define el traslado de los precios de contratos resultante del mecanismo propuesto por Derivex, el Grupo, intentando mitigar el riesgo de exposición a bolsa de su mercado regulado con una mayor cobertura, ha participado activamente en este mecanismo de derivados energéticos desde la primera subasta organizada por el promotor el pasado 19 de octubre 2022 con destino a atender el mercado regulado.

Al 30 de 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 del Grupo, pero como parte de su operación, los costos de las garantías fueron trasladados a los usuarios finales como lo establece la normatividad vigente.

El saldo al 30 de septiembre de 2026 con Derivex corresponde a la cancelación de las garantías TES que se tiene con el tercero.

32. Información sobre valores razonables

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

A continuación, se presentan 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	$ 2.447.846.680	$ 2.453.065.893
Total de activos financieros	**$ 2.447.846.680**	**$ 2.453.065.893**

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	324.845.465	255.743.712
Total de pasivos	**$ 9.281.868.762**	**$ 9.463.979.068**

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**	**Valor razonable**
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	$ 2.061.137.741	$ 2.065.010.131
Total de activos financieros	**$ 2.061.137.741**	**$ 2.065.010.131**

Pasivos financieros (2)	**Valor en libros**	**Valor razonable**
Préstamos bancarios	$ 8.715.623.248	$ 8.816.217.543
Bonos emitidos	981.486.441	933.252.944
Obligaciones por leasing	329.749.922	283.626.543
Total de pasivos	**$ 10.026.859.611**	**$ 10.033.097.030**

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

(1) El Grupo evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de septiembre 2026, factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar.

(2) Las obligaciones y arrendamientos financieros se catalogan dentro del nivel 2 de jerarquía, dado que, se pueden llegar a negociar o tranzar en mercados activos a precios de mercado en la fecha de medición. El valor razonable se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares. El Grupo emplea las tasas de descuento de la curva cero cupones de acuerdo con los vencimientos de cada emisión.

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

(3) Al 30 de 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.

33. Categorías de activos y pasivos financieros

Las categorías bajo NIIF 9 de los activos y pasivos financieros son las siguientes:

Activos Financieros	Al 30 de 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, neto	$ 2.367.361.131	$ 80.485.549	$ 1.874.067.448	$ 187.070.293
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.064.225.977	-	1.150.701.653	-
Otros activos financieros	98.772.958	269.588.799	57.653.984	313.691.199
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	13.221.914	-	26.508.160	-
Total Activos Financieros a Costo Amortizado	**$ 4.543.581.980**	**$ 350.074.348**	**$ 3.108.931.245**	**$ 500.761.492**
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros activos financieros	17.196.068	105.820	29.173.682	46.148
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	**$ 17.196.068**	**$ 105.820**	**$ 29.173.682**	**$ 46.148**
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	$ 2.329.828.289	$ 374.849.094	$ 2.290.311.556	$ 402.257.398
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1.978.407.830	65.304.383	173.742.530	89.211.913
Otros pasivos financieros	1.019.139.590	8.262.729.172	1.446.341.587	8.580.518.024
Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado	**$ 5.327.375.709**	**$ 8.702.882.649**	**$ 3.910.395.673**	**$ 9.071.987.335**
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**

34. Segmentos de Operación

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

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

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

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

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

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

A continuación, la información financiera por segmentos:

Resultados por segmentos para el periodo	Segmentos al 30 de septiembre de 2026			
Enero - septiembre de 2026	**Generación**	**Distribución**	**Eliminaciones o ajustes**	**Total**
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	$ 6.659.635.959	$ 7.051.573.714	$ (243.861.805)	$ 13.467.347.868
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	(583.026.787)	(150.894.488)	733.921.275	-
Ingresos de actividades ordinarias	**$ 6.076.609.172**	**$ 6.900.679.226**	**$ 490.059.470**	**$ 13.467.347.868**
Aprovisionamientos y servicios	(1.947.807.815)	(4.050.771.422)	203.062.265	(5.795.516.972)
Depreciación y amortización	(450.480.544)	(452.335.890)	-	(902.816.434)
Gastos de personal	(220.959.014)	(255.318.737)	-	(476.277.751)
Otros ingresos (costos)	(285.209.300)	(199.350.975)	40.799.540	(443.760.735)
Ingresos financieros	75.264.585	90.048.948	(24.269.405)	141.044.128
Gastos financieros	(595.560.624)	(449.982.925)	24.269.405	(1.021.274.144)
Diferencias en Cambio	(12.527.895)	6.794.575	-	(5.733.320)
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	131.512.110	(1.186.799)	(129.090.530)	1.234.781
Resultado de otras inversiones	-	-	-	-
Resultados en venta y disposición de activos	128.688.276	(9.747.515)	(128.908.400)	(9.967.639)
Otros rubros no monetarios:	**$ (90.598.572)**	**$ (55.969.139)**	**$ -**	**$ (146.567.711)**
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(90.598.572)	(55.969.139)	-	(146.567.711)
Utilidad antes de impuestos	**$ 2.808.930.379**	**$ 1.522.859.347**	**$ 475.922.345**	**$ 4.807.712.071**
Gasto por impuesto de renta	(1.056.437.099)	(627.368.474)	-	(1.683.805.573)
Utilidad neta	**$ 1.752.493.280**	**$ 895.490.873**	**$ 475.922.345**	**$ 3.123.906.498**

Resultados por segmentos para el periodo	Segmentos al 30 de septiembre de 2025			
Enero - septiembre de 2025	**Generación**	**Distribución**	**Eliminaciones o ajustes**	**Total**
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	$ 5.619.199.278	$ 6.601.845.817	$ (218.321.039)	$ 12.002.724.056
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter-segmentos	(551.298.610)	(182.191.064)	733.489.674	-
Ingresos de actividades ordinarias	**$ 5.067.900.668**	**$ 6.419.654.753**	**$ 515.168.635**	**$ 12.002.724.056**
Aprovisionamientos y servicios	(1.974.794.471)	(3.595.252.135)	182.593.750	(5.387.452.856)
Depreciación y amortización	(426.288.881)	(426.543.230)	-	(852.832.111)
Gastos de Personal	(207.007.993)	(244.512.245)	-	(451.520.238)
Otros ingresos (costos)	(221.070.343)	(274.819.100)	35.727.289	(460.162.154)
Ingresos financieros	70.751.031	82.344.809	(30.374.582)	122.721.258
Gastos financieros	(507.201.243)	(623.800.542)	30.374.582	(1.100.627.203)
Diferencias en Cambio	9.418.988	(1.026.877)	-	8.392.111
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	190.219.920	(23.503)	(195.607.681)	(5.411.264)
Resultado de otras inversiones	107.697.495	-	(107.697.495)	-
Resultados en venta y disposición de activos	(561.826)	(1.257.285)	-	(1.819.111)
Otros rubros no monetarios:	**$ 10.236.737**	**$ (51.566.650)**	**$ -**	**$ (41.329.913)**
Pérdidas por deterioro de activos financieros	10.236.737	(51.566.650)	-	(41.329.913)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	**$ 2.119.300.082**	**$ 1.283.197.995**	**$ 430.184.498**	**$ 3.832.682.575**
Gasto por impuesto de renta	(748.102.863)	(519.959.003)	-	(1.268.061.866)
Utilidad (pérdida) neta	**$ 1.371.197.219**	**$ 763.238.992**	**$ 430.184.498**	**$ 2.564.620.709**

	Segmentos al 30 de septiembre de 2026			
Posición Financiera por segmentos al 30 de septiembre de 2026	**Generación**	**Distribución**	**Eliminaciones o ajustes**	**Total**
Propiedades, planta y equipo	$ 16.516.935.915	$ 9.316.471.097	$ -	$ 25.833.407.012
Activos Intangibles	722.855.325	264.698.351	-	987.553.676
Cuentas por cobrar	1.845.595.629	1.449.843.307	(834.370.342)	2.461.068.594
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	3.757.865.858	16.009.287	(3.769.618.895)	4.256.250
Otros Activos	2.692.920.979	858.954.436	-	3.551.875.415
Total Activos Operativos	**$ 25.536.173.706**	**$ 11.905.976.478**	**$ (4.603.989.237)**	**$ 32.838.160.947**
Pasivos financieros	5.239.776.654	4.057.754.333	-	9.297.530.987
Cuentas por pagar	3.410.868.104	2.171.891.834	(834.370.342)	4.748.389.596
Provisiones	1.116.593.762	57.886.252	-	1.174.480.014
Otros Pasivos	1.864.569.794	454.467.065	-	2.319.036.859
Total Pasivos Operativos	**$ 11.631.808.314**	**$ 6.741.999.484**	**$ (834.370.342)**	**$ 17.539.437.456**

	Segmentos al 31 de diciembre de 2025			
Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2025	**Generación**	**Distribución**	**Eliminaciones o ajustes**	**Total**
Propiedades, planta y equipo	$ 17.447.302.060	$ 8.235.387.009	$ -	$ 25.682.689.069
Activos Intangibles	846.590.827	288.927.650	-	1.135.518.477
Cuentas por cobrar	1.800.625.339	1.280.652.917	(993.632.355)	2.087.645.901
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.263.637.643	19.965.812	(4.277.812.260)	5.791.195
Otros Activos	1.250.895.711	1.428.197.134	-	2.679.092.845
Total Activos Operativos	**$ 25.609.051.580**	**$ 11.253.130.522**	**$ (5.271.444.615)**	**$ 31.590.737.487**
Pasivos financieros	5.475.887.068	4.558.888.776	-	10.034.775.844
Cuentas por pagar	2.755.000.778	1.194.154.974	(993.632.355)	2.955.523.397
Provisiones	1.160.746.541	67.273.564	-	1.228.020.105
Otros Pasivos	1.095.077.384	754.650.715	-	1.849.728.099
Total Pasivos Operativos	**$ 10.486.711.771**	**$ 6.574.968.029**	**$ (993.632.355)**	**$ 16.068.047.445**

Resultados por segmentos para el periodo	Ubicación Geográfica al 30 de septiembre de 2026					
Enero - septiembre de 2026	**Colombia**	**Costa Rica**	**Panamá**	**Guatemala**	**Eliminaciones o ajustes**	**Total**
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	$ 12.663.291.631	$ 54.560.639	$ 629.949.268	$ 363.408.135	$ (243.861.805)	$ 13.467.347.868
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	(733.921.275)	$ -	$ -	$ -	733.921.275	-
Ingresos de actividades ordinarias	**$ 11.929.370.356**	**$ 54.560.639**	**$ 629.949.268**	**$ 363.408.135**	**$ 490.059.470**	**$ 13.467.347.868**
Aprovisionamientos y servicios	(5.580.697.843)	(291.965)	(167.643.034)	(249.946.395)	203.062.265	(5.795.516.972)
Depreciación y amortización	(756.897.576)	(19.573.166)	(88.843.053)	(37.502.639)	-	(902.816.434)
Gastos de Personal	(445.090.738)	(6.749.390)	(12.698.015)	(11.739.608)	-	(476.277.751)
Otros ingresos (costos)	(386.545.350)	(18.173.095)	(41.183.092)	(38.658.738)	40.799.540	(443.760.735)
Ingresos financieros	126.378.205	6.387.613	28.009.028	4.538.687	(24.269.405)	141.044.128
Gastos financieros	(1.000.279.176)	(12.902.639)	(29.806.490)	(2.555.244)	24.269.405	(1.021.274.144)
Diferencias en Cambio	(16.833.929)	11.133.422	130.127	(162.940)	-	(5.733.320)
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	130.325.311	-	-	-	(129.090.530)	1.234.781
Resultados en venta y disposición de activos	(10.266.785)	105.028	128.908.398	194.120	(128.908.400)	(9.967.639)
Otros rubros no monetarios:	**$ (143.095.420)**	**$ (8.670)**	**$ (1.700.487)**	**$ (1.763.134)**	**$ -**	**$ (146.567.711)**
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(143.095.420)	(8.670)	(1.700.487)	(1.763.134)	-	(146.567.711)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	**$ 3.846.367.055**	**$ 14.487.777**	**$ 445.122.650**	**$ 25.812.244**	**$ 475.922.345**	**$ 4.807.712.071**
Gasto (ingreso)por impuesto de renta	(1.556.583.394)	(2.816.059)	(112.689.316)	(11.716.804)	-	(1.683.805.573)
Utilidad (pérdida) neta	**$ 2.289.783.661**	**$ 11.671.718**	**$ 332.433.334**	**$ 14.095.440**	**$ 475.922.345**	**$ 3.123.906.498**

Resultados por segmentos para el periodo	Ubicación Geográfica al 30 de septiembre de 2025					
Enero - septiembre de 2025	**Colombia**	**Costa Rica**	**Panamá**	**Guatemala**	**Eliminaciones o ajustes**	**Total**
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	$ 11.005.053.196	$ 72.686.301	$ 740.282.698	$ 403.022.900	$ (218.321.039)	$ 12.002.724.056
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	(733.489.674)	-	-	-	733.489.674	-
Ingresos de actividades ordinarias	**$ 10.271.563.522**	**$ 72.686.301**	**$ 740.282.698**	**$ 403.022.900**	**$ 515.168.635**	**$ 12.002.724.056**
Aprovisionamientos y servicios	(5.134.695.486)	(243.572)	(196.200.245)	(238.907.303)	182.593.750	(5.387.452.856)
Depreciación y amortización	(697.361.315)	(23.390.793)	(89.385.564)	(42.694.439)	-	(852.832.111)
Gastos de Personal	(410.811.631)	(6.990.581)	(18.048.915)	(15.669.111)	-	(451.520.238)
Otros ingresos (costos)	(394.440.275)	(21.310.794)	(47.019.052)	(33.119.322)	35.727.289	(460.162.154)
Ingresos financieros	105.373.352	10.845.567	31.890.908	4.986.013	(30.374.582)	122.721.258
Gastos financieros	(1.064.272.771)	(18.025.070)	(44.350.909)	(4.353.035)	30.374.582	(1.100.627.203)
Diferencias en Cambio	14.643.577	(3.941.673)	(2.037.522)	(272.271)	-	8.392.111
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	190.196.417	-	-	-	(195.607.681)	(5.411.264)
Resultado de otras inversiones	-	-	107.697.491	-	(107.697.491)	-
Resultados en venta y disposición de activos	(1.347.149)	-	-	(471.962)	-	(1.819.111)
Otros rubros no monetarios:	**$ (40.284.170)**	**$ (176.513)**	**$ 552.491**	**$ (1.421.721)**	**$ -**	**$ (41.329.913)**
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(40.284.170)	(176.513)	552.491	(1.421.721)	0	(41.329.913)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	**$ 2.838.564.071**	**$ 9.452.872**	**$ 483.381.381**	**$ 71.099.749**	**$ 430.184.502**	**$ 3.832.682.575**
Gasto (ingreso)por impuesto de renta	(1.129.243.412)	(4.638.200)	(122.556.605)	(11.623.649)	-	(1.268.061.866)
Utilidad (pérdida) neta	**$ 1.709.320.659**	**$ 4.814.672**	**$ 360.824.776**	**$ 59.476.100**	**$ 430.184.502**	**$ 2.564.620.709**

	Ubicación Geográfica al 30 de septiembre de 2026					
Posición Financiera por segmentos	**Colombia**	**Costa Rica**	**Panamá**	**Guatemala**	**Eliminaciones o ajustes**	**Total**
Propiedades, planta y equipo	$ 23.245.123.855	$ 1.092.035.545	$ 1.402.194.570	$ 94.053.042	$ -	$ 25.833.407.012
Activos Intangibles	516.473.639	27.511.089	352.609.165	90.959.783	-	987.553.676
Cuentas por cobrar	2.328.139.236	252.704.155	530.603.165	183.992.380	(834.370.342)	2.461.068.594
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	2.583.715.740	43	617.216.997	572.942.365	(3.769.618.895)	4.256.250
Otros Activos	2.676.854.280	194.082.907	538.515.719	142.422.509	-	3.551.875.415
Total Activos Operativos	**$ 31.350.306.750**	**$ 1.566.333.739**	**$ 3.441.139.616**	**$ 1.084.370.079**	**$ (4.603.989.237)**	**$ 32.838.160.947**
Pasivos financieros	9.242.640.683	2.538.833	23.535.161	28.816.310	-	9.297.530.987
Cuentas por pagar	4.368.839.765	379.911.006	635.014.323	198.994.844	(834.370.342)	4.748.389.596
Provisiones	1.160.555.512	-	13.924.502	-	-	1.174.480.014
Otros Pasivos	2.064.560.950	25.223.016	224.049.052	5.203.841	-	2.319.036.859
Total Pasivos Operativos	**$ 16.836.596.910**	**$ 407.672.855**	**$ 896.523.038**	**$ 233.014.995**	**$ (834.370.342)**	**$ 17.539.437.456**

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

35. Temas relevantes

Cancelación segundo tramo de bonos ordinarios

El 9 de marzo de 2026, quedó en firme la Resolución No.0362 del 19 de febrero de 2026, mediante la cual la Superintendencia Financiera de Colombia aprobó la cancelación de la inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores (RNVE) del Segundo Tramo de Bonos Ordinarios, emitido con cargo al Programa de Emisión y Colocación de Bonos Ordinarios y Papeles Comerciales de Codensa S.A. E.S.P., actualmente Enel Colombia S.A. E.S.P., por un valor total de trescientos setenta y cinco mil millones de pesos ($375.000.000).

Rescisión compraventa Cobasol S.A.

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

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

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

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

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

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

El 08 de julio de 2026, Enel Fortuna S.A. pagó dividendos por USD 74 millones, de los cuales correspondían a Enel Panamá CAM, S.R.L., USD 33 millones; quien a su vez el 17 de julio de 2026, decretó el reparto de ese mismo monto, de los cuales su mayoría corresponden a Enel Colombia S.A. E.S.P.; el pago fue realizado el 23 de julio del 2026.

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

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

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

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

Ejecución de garantía Bancaria ISA

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

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

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

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

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

Cambio en la Gerencia General

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

Esquema de uso eficiente de energía - Resolución CREG

En el marco de las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional frente a la variabilidad climática y el Fenómeno del Niño, la CREG expidió la Resolución CREG 101 120 de 2026, mediante la cual se establece un esquema diferencial de cobros para usuarios con consumos superiores a su meta individual, así como la posterior distribución de estos recursos entre los usuarios que acrediten ahorro. Este programa entró en vigencia el 1 de septiembre de 2026 con una duración inicial de seis (6) meses, sujeto a prórroga o finalización anticipada por parte del regulador.

Investigación administrativa ante la Superintendencia de Industria y Comercio

El 3 de agosto de 2026, Enel Colombia S.A. E.S.P., 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 Enel Colombia S.A. E.S.P.

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

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

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.

36. Eventos Subsecuentes

Novación crédito

El 5 de octubre de 2026 Enel Colombia S.A. E.S.P., 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

El 21 de octubre de 2026, la Junta Directiva 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, el Grupo 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, Enel Colombia S.A. E.S.P. 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, el Grupo 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. y Filiales (el Grupo), que incorpora la información financiera intermedia consolidada, la cual comprende:

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

Alcance de la revisión

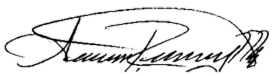
He realizado mi revisión de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410 "Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad", incluida en las Normas de Aseguramiento de la Información aceptadas en Colombia. Una revisión de información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

© 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 consolidada del Grupo 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