OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS 2019

Emgesa S.A. E.S.P.

enel emgesa

ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS

Emgesa S.A. E.S.P.

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por el periodo de doce meses terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 con Informe de Revisor Fiscal

Informe del Revisor Fiscal

A la Asamblea de Accionistas de:

Emgesa S.A. E.S.P.

Opinión

He auditado los estados financieros adjuntos de Emgesa S.A. E.S.P., que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2019 y los correspondientes estados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, y el resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

En mi opinión, los estados financieros adjuntos, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2019, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia.

Bases de la opinión

He llevado a cabo mi auditoría de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia. Mis responsabilidades en cumplimiento de dichas normas se describen en la sección Responsabilidades del Auditor en la Auditoría de los Estados Financieros de este informe. Soy independiente de la Compañía, de acuerdo con el Manual del Código de Ética para profesionales de la contabilidad, junto con los requisitos éticos relevantes para mi auditoría de estados financieros en Colombia, y he cumplido con las demás responsabilidades éticas aplicables. Considero que la evidencia de auditoría obtenida es suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión.

Asuntos clave de auditoría

Los asuntos clave de auditoría son aquellos asuntos que, según mi juicio profesional, fueron de mayor importancia en mi auditoría de los estados financieros adjuntos. Estos asuntos se abordaron en el contexto de mi auditoría de los estados financieros tomados en su conjunto, y al momento de fundamentar la opinión correspondiente, pero no para proporcionar una opinión separada sobre estos asuntos. Con base en lo anterior, a continuación detallo la manera en la que cada asunto clave fue abordado durante mi auditoría.

He cumplido con las responsabilidades descritas en la sección Responsabilidades del Auditor en la Auditoría de los Estados Financieros de mi informe, incluso en relación con estos asuntos. En consecuencia, mi auditoría incluyó la realización de los procedimientos diseñados para responder a los riesgos de incorrección material evaluados en los estados financieros. Los resultados de mis procedimientos de auditoría, incluidos los procedimientos realizados para abordar los asuntos que se mencionan a continuación, constituyen la base de mi opinión de auditoría sobre los estados financieros adjuntos.

Asunto clave de auditoría	Respuesta de auditoría
Asunto clave de auditoría 1 La Compañía ha establecido un procedimiento para el reconocimiento mensual de la estimación por ingresos y costos (margen variable) correspondientes a la venta de energía en el mercado mayorista, mercado no regulado, bolsa de energía y comercialización de gas. Dicha estimación, se presenta por la diferencia entre el corte de facturación comercial y corte mensual contable, en el que la estimación, corresponde a la energía que se ha entregado no facturada al cierre contable. Para aquellos ingresos y costos cuyo ciclo comercial no coincide con el cierre contable, la administración estima el importe a reconocer por energía entregada no facturada y sus costos asociados (margen variable) al cierre del ejercicio. Identificamos esta área como aspecto clave de auditoría por la complejidad del proceso de estimación y el juicio de la gerencia aplicado en los supuestos utilizados.	En relación con este asunto clave de auditoría, nuestros procedimientos de auditoría al 31 de diciembre de 2019 incluyeron los siguientes: 1. Entendimiento de los criterios y procedimientos utilizados por la administración para la estimación de margen variable, incluyendo la verificación de la efectividad de los controles relevantes asociadas al proceso. 2. Realizamos procedimientos analíticos sustantivos relacionados a la estimación de la administración por compras de energía del mes del año actual contra la estimación de la administración por compras de energía del mismo mes del año anterior obteniendo explicación sobre posibles desviaciones significativas. 3. Realizamos un análisis de las fluctuaciones entre los ingresos por energía entregada no facturada y en las cuentas de ingresos acumulados en comparación con el período anterior para identificar posibles desviaciones significativas. 4. Realizamos mediante muestreo, una selección de las de compras de energía emitidas por los terceros más representativos a los que Emgesa compra energía. 5. Comparamos las variables económicas (IPP y TRM) estimadas por la administración frente a datos reales del mes con fuentes externas, que nos permita identificar posibles desviaciones significativas y que las mismas sean justificadas. 6. Identificamos que las diferencias determinadas por la administración en relación al margen variable estimado y margen real se encuentren debidamente justificadas conforme al comportamiento de compras reales y energía ya facturada del mes actual. 7. Probamos la efectividad en cuanto a diseño y operación de controles ejecutados por la administración en los que se compara margen variable contra margen real resultante una vez son facturados los ingresos y costos en su totalidad.

Responsabilidades de la Administración y de los responsables del gobierno de la Compañía en relación con los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y correcta presentación de los estados financieros de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF); de diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y correcta presentación de los estados financieros libres de incorreción material, bien sea por fraude o error; de seleccionar y de aplicar las políticas contables apropiadas; y, de establecer estimaciones contables razonables en las circunstancias.

Al preparar los estados financieros, la Administración es responsable de evaluar la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha, revelando, según corresponda, los asuntos relacionados con este asunto y utilizando la base contable de negocio en marcha, a menos que la Administración tenga la intención de liquidar la Compañía o cesar sus operaciones, o no tenga otra alternativa realista diferente a hacerlo.

Los encargados del gobierno de la Compañía son responsables de la supervisión del proceso de información financiera de la misma.

Responsabilidades del Auditor en la Auditoría de los Estados Financieros

Mi objetivo es obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros tomados en su conjunto están libres de incorrección material, ya sea por fraude o error, y emitir un informe que incluya mi opinión. La seguridad razonable es un alto nivel de aseguramiento, pero no garantiza que una auditoría realizada de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia siempre detectará una incorrección material cuando exista. Las incorrecciones pueden surgir debido a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o acumuladas, podría esperarse que influyan razonablemente en las decisiones económicas que los usuarios tomen con base en los estados financieros.

Como parte de una auditoría de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia, debo ejercer mi juicio profesional y mantener mi escepticismo profesional a lo largo de la auditoría, además de:

» Identificar y evaluar los riesgos de incorreción material en los estados financieros, ya sea por fraude o error, diseñar y ejecutar procedimientos de auditoría que respondan a esos riesgos, y obtener evidencia de auditoría que sea suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debido a fraude es mayor que la resultante de un error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones intencionales, declaraciones falsas o sobrepaso del sistema de control interno.

» Obtener un entendimiento del control interno relevante para la auditoría, para diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias.

» Evaluar lo adecuado de las políticas contables utilizadas, la razonabilidad de las estimaciones contables y las respectivas revelaciones realizadas por la Administración.

» Concluir sobre si es adecuado que la Administración utilice la base contable de negocio en marcha y, con base en la evidencia de auditoría obtenida, si existe una incertidumbre material relacionada con eventos o condiciones que puedan generar dudas significativas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha. Si concluyo que existe una incertidumbre importante, debo llamar la atención en el informe del auditor sobre las revelaciones relacionadas, incluidas en los estados financieros o, si dichas revelaciones son inadecuadas, modificar mi opinión. Las conclusiones del auditor se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de mi informe, sin embargo, eventos o condiciones posteriores pueden hacer que una entidad no pueda continuar como negocio en marcha.

» Evaluar la presentación general, la estructura, el contenido de los estados financieros, incluyendo las revelaciones, y si los estados financieros representan las transacciones y eventos subyacentes de manera que se logre una presentación razonable.

Comuniqué a los responsables del gobierno de la Compañía, entre otros asuntos, el alcance planeado y el momento de realización de la auditoría, los hallazgos significativos de la misma, así como cualquier deficiencia significativa del control interno identificada en el transcurso de la auditoría.

También proporcioné a los responsables del gobierno de la Compañía una declaración de que he cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y comunicado con ellos acerca de todas las relaciones y demás cuestiones de las que se podría esperar razonablemente que pudieran afectar mi independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardas.

Entre los asuntos que han sido objeto de comunicación con los responsables del gobierno de la Compañía, determiné los que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de los estados financieros del período actual y que son, en consecuencia, asuntos clave de la auditoría. Describí esos asuntos en mi informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente el asunto o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, se determine que un asunto no se debería comunicar en mi informe porque cabe razonablemente esperar que las consecuencias adversas de hacerlo superarían los beneficios de interés público del mismo.

Otros Asuntos

Los estados financieros bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia de Emgesa S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2018, que hacen parte de la información comparativa de los estados financieros adjuntos, fueron auditados por otro revisor fiscal designado por Ernst & Young Audit S.A.S., sobre los cuales expresó su opinión sin salvedades el 20 de febrero de 2019.

Otros Requerimientos Legales y Reglamentarios

Fundamentado en el alcance de mi auditoría, no estoy enterado de situaciones indicativas de inobservancia en el cumplimiento de las siguientes obligaciones de la Compañía: 1) Llevar los libros de actas, registro de accionistas y de contabilidad, según las normas legales y la técnica contable; 2) Desarrollar las operaciones conforme a los estatutos y decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva, y a las normas relativas a la seguridad social integral; y 3) Conservar la correspondencia y los comprobantes de las cuentas. Adicionalmente, existe concordancia entre los estados financieros adjuntos y la información contable incluida en el informe de gestión preparado por la Administración de la Compañía, el cual incluye la constancia por parte de la Administración sobre la libre circulación de las facturas con endoso emitidas por los vendedores o proveedores. El informe correspondiente a lo requerido por el artículo 1.2.1.2 del Decreto 2420 de 2015 lo emití por separado el 20 de febrero de 2020.

El socio del encargo de auditoría que origina este informe es Edwin Vargas.

Jeferson Arley Delgado Pérez
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 220202 –T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S.
TR–530

Ciudad, Colombia
20 de febrero de 2020

Emgesa S.A. E.S.P.

Estados de Situación Financiera – Separados

(Miles de pesos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
ACTIVO			
Activo Corriente:			
Efectivo y equivalentes al efectivo, neto	4	$ 283.674.744	634.767.165
Otros activos financieros, neto	5	13.471.927	85.969.598
Otros activos no financieros, neto	6	24.096.655	19.027.599
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	239.008.801	152.986.102
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, neto	8	183.358.252	135.427.801
Inventarios, neto	9	82.219.623	65.551.826
Total activo corriente		**825.830.002**	**1.093.730.091**
Activo No Corriente:			
Otros activos financieros, neto	5	554.417	1.923.594
Otros activos no financieros, neto	6	32.179.900	7.611.813
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	7	12.315.176	16.979.005
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	10	9.150.247	9.044.889
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	11	106.535.547	79.282.827
Propiedades, planta y equipo, neto	12	8.130.921.628	8.041.391.221
Total activo no corriente		**8.291.656.915**	**8.156.233.349**
Total Activo		**$ 9.117.486.917**	**9.249.963.440**
Pasivo y patrimonio			
Pasivo corriente:			
Otros pasivos financieros	13	329.192.028	761.644.281
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	14	349.053.095	390.931.680
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	226.662.717	189.108.090
Provisiones	15	102.533.817	83.963.304
Pasivos por impuestos corrientes	16	207.188.045	169.973.468
Provisiones por beneficios a los empleados	17	36.624.002	30.791.084
Otros pasivos no financieros	18	30.258.940	41.908.207
Total pasivo corriente		**1.281.512.644**	**1.668.320.114**
Pasivo no corriente:			
Otros pasivos financieros	13	2.688.684.643	3.042.178.911
Provisiones	15	147.259.379	120.395.854
Provisiones por beneficios a los empleados	17	88.556.371	79.386.870
Impuestos diferidos, neto	19	168.255.638	100.433.685
Total pasivo no corriente		**3.092.756.031**	**3.342.395.320**
Total pasivo		**$ 4.374.268.675**	**5.010.715.434**

Emgesa S.A. E.S.P.

Estados de Situación Financiera – Separados (Continuación)

(Miles de pesos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Patrimonio			
Capital emitido	20	$ 655.222.313	$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Otras reservas	20	560.353.525	566.750.629
Otro resultado integral (ORI)		(31.398.646)	(23.850.401)
Utilidad del periodo		1.232.152.218	1.020.338.048
Utilidades retenidas		743.412.486	437.311.071
Utilidad por efecto de conversión a NCIF		1.470.220.530	1.470.220.530
Ganancias acumuladas		3.445.785.234	2.927.869.649
Total Patrimonio		**4.743.218.242**	**4.239.248.006**
Total pasivo y patrimonio		**$ 9.117.486.917**	**$ 9.249.963.440**

Las notas son parte integral de los Estados Financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.

Marco Fragale
Representante Legal

Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562–T

Jeferson Arley Delgado Pérez
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 220202-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. TR–530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2020)

Emgesa S.A. E.S.P.

Estados de Resultados, por Naturaleza – Separados

(Miles de pesos, excepto por la utilidad por acción)

	Nota	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018
Ingresos de actividades ordinarias	21	$ 4.069.676.348	$ 3.667.452.751
Otros ingresos de explotación	21	22.181.772	50.996.157
Total ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de explotación		**4.091.858.120**	**3.718.448.908**
Aprovisionamientos y servicios	22	(1.528.368.514)	(1.412.020.726)
Margen de contribución		**$ 2.563.489.606**	**$ 2.306.428.182**
Trabajos para el inmovilizado		10.859.668	7.773.531
Gastos de personal	23	(105.074.712)	(90.715.014)
Otros gastos fijos de explotación	24	(134.305.286)	(128.916.425)
Resultado bruto de explotación		**2.334.969.276**	**2.094.570.274**
Depreciaciones y amortizaciones	25	(242.039.717)	(216.269.595)
Pérdidas por deterioro	25	(455.677)	(2.426.192)
Resultado de explotación		**2.092.473.882**	**1.875.874.487**
Ingresos financieros		20.471.977	24.685.196
Gastos financieros		(299.356.318)	(332.963.582)
Gasto financiero capitalizado		13.566.737	7.977.253
Diferencias de cambio		(419.754)	(786.833)
Resultado financiero, neto	**26**	**(265.737.358)**	**(301.087.966)**
Resultado de otras inversiones			
Resultado por otras inversiones		105.358	97.587
Resultados en ventas de activos	27	(3.359.067)	(6.719.474)
Resultados antes de impuestos		**1.823.482.815**	**1.568.164.634**
Gasto por impuestos a las ganancias	28	(591.330.597)	(547.826.586)
Utilidad del periodo		**$ 1.232.152.218**	**$ 1.020.338.048**
Utilidad por acción básica			
Utilidad por acción básica en operaciones continuadas	29	8.223,20	6.801,24
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		**148.914.162**	**148.914.162**

Las notas son parte integral de los Estados Financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.

Marco Fragale
Representante Legal

Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562–T

Jeferson Arley Delgado Pérez
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 220202-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. TR–530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2020)

Emgesa S.A. E.S.P.

Estados de Resultados Integrales – Separados

(Miles de pesos)

	Nota	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018
Utilidad del Ejercicio		**$ 1.232.152.218**	**$ 1.020.338.048**
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	5-30	(1.948.552)	(1.342.940)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	30	(8.131.850)	(5.747.248)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	30	959	959
Otro resultado del periodo, antes de impuestos		**$ (10.079.443)**	**$ (7.089.229)**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:			
Ganancias (Pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	30	1.066.579	3.754.778
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos		**1.066.579**	**3.754.778**
Impuesto a la ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	30	1.886.585	564.163
Total Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificara al impuesto del periodo		**1.886.585**	**564.163**
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	30	(421.966)	(363.953)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral del periodo		(421.966)	(363.953)
Otro resultado integral	**30**	**(7.548.245)**	**(3.134.241)**
Resultado integral total		**$ 1.224.603.973**	**$ 1.017.203.807**

Las notas son parte integral de los Estados Financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.

Marco Fragale
Representante Legal

Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562–T

Jeferson Arley Delgado Pérez
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 220202-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. TR–530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2020)

Emgesa S.A. E.S.P.

Estados de Cambios en el Patrimonio – Separados

(Miles de pesos)

				Otras reservas			Otro resultado integral			
	Nota	Capital emitido	Prima de emisión	Reserva Legal	Reserva Estatutaria	Reserva Ocasional	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	Ganancias acumuladas	Total Patrimonio
Patrimonio inicial al 31 de diciembre de 2017		**$ 655.222.313**	**$ 113.255.816**	**$ 327.611.157**	**$ 178.127**	**$ 241.806.480**	**$ (2.653.016)**	**$ (18.063.144)**	**$ 2.530.928.567**	**$ 3.848.286.300**
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Utilidad del periodo		-	-	-	-	-	-	-	1.020.338.048	1.020.338.048
Otro resultado integral	30	-	-	-	-	-	2.048.844	(5.183.085)	-	(3.134.241)
Resultado integral		-	-	-	-	-	2.048.844	(5.183.085)	1.020.338.048	1.017.203.807
Dividendos reconocidos como distribuciones a los propietarios	-	-	-	-	-		-	-	(623.784.115)	(623.784.115)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio		-	-	-	-	(2.845.135)	-	-	387.149	(2.457.986)
Total incremento (disminución) en el patrimonio		**-**	**-**	**-**	**-**	**(2.845.135)**	**2.048.844**	**(5.183.085)**	**396.941.082**	**390.961.706**
Patrimonio final al 31 de diciembre de 2018		**$ 655.222.313**	**$ 113.255.816**	**$ 327.611.157**	**$ 178.127**	**$ 238.961.345**	**$ (604.172)**	**$ (23.246.229)**	**$ 2.927.869.649**	**$ 4.239.248.006**
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Utilidad del periodo		-	-	-	-	-	-	-	1.232.152.218	1.232.152.218
Otro resultado integral	30	-	-	-	-	-	(1.302.980)	(6.245.265)	-	(7.548.245)
Resultado integral		-	-	-	-	-	(1.302.980)	(6.245.265)	1.232.152.218	1.224.603.973
Dividendos reconocidos como distribuciones a los propietarios	-	-	-	-	-		-	-	(720.633.737)	(720.633.737)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	**20**	-	-	-	-	(6.397.104)	-	-	6.397.104	-
Total incremento (disminución) en el patrimonio		**-**	**-**	**-**	**-**	**(6.397.104)**	**(1.302.980)**	**(6.245.265)**	**517.915.585**	**503.970.236**
Patrimonio final al 31 de diciembre de 2019		**$ 655.222.313**	**$ 113.255.816**	**$ 327.611.157**	**$ 178.127**	**$ 232.564.241**	**$ (1.907.152)**	**$ (29.491.494)**	**$ 3.445.785.234**	**$ 4.743.218.242**

Las notas son parte integral de los Estados Financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.

Marco Fragale
Representante Legal

Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562–T

Jeferson Arley Delgado Pérez
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 220202-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. TR–530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2020)

Emgesa S.A. E.S.P.

Estados de Flujos de Efectivo Separados, método directo

(Miles de pesos)

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018
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	$ 4.002.059.338	$ 3.966.164.725
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	10.055.272	27.622.591
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	16.010.050	22.645.686
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(1.732.941.345)	(1.525.931.428)
Pagos arrendamientos operativos (NIIF 16)	(5.446.733)	-
Pagos y/o por cuenta de los empleados	(93.716.912)	(90.021.449)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(22.554.752)	(21.561.807)
Otros pagos por actividades de operación	(7.919.436)	(8.554.302)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	**2.165.545.482**	**2.370.364.016**
Impuestos a las ganancias pagados	(484.765.676)	(471.236.449)
Otras salidas de efectivo	(40.416.322)	(34.399.199)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	**1.640.363.484**	**1.864.728.368**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión:		
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	-	(7.162.460)
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(136.000.000)	(417.400.000)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	205.400.000	395.000.000
Préstamos a entidades relacionadas	(92.658.471)	(81.000.000)
Compras de propiedades, planta y equipo	(347.482.806)	(260.109.172)
Cobros a entidades relacionadas	81.000.000	448.526
Intereses recibidos Actividades Inversión	15.230.931	19.205.113
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	**(274.510.346)**	**(351.017.993)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación:		
Reembolsos de préstamos	(746.900.000)	(524.517.306)
Dividendos pagados accionistas	(696.571.125)	(599.705.710)
Intereses pagados financiación	(265.948.230)	(314.963.962)
Intereses pagados por arrendamientos operativos (NIIF16)	(872.893)	-
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(2.208.287)	(2.366.183)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF16)	(5.446.733)	-
Otras salidas de efectivo financiación	1.001.709	(941.808)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	**(1.716.945.559)**	**(1.442.494.969)**
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**$ (351.092.421)**	**$ 71.215.406**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	634.767.165	563.551.759
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	**$ 283.674.744**	**$ 634.767.165**

Las notas son parte integral de los Estados Financieros.

Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.

Marco Fragale
Representante Legal

Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562–T

Jeferson Arley Delgado Pérez
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 220202-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. TR–530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2020)

1. Información general 20
2. Bases de presentación 27
3. Políticas Contables 30
4. Efectivo y equivalente de efectivo, neto 53
5. Otros activos financieros, neto 54
6. Otros activos no financieros, neto 56
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto 58
8. Saldos y transacciones con partes relacionadas 60
9. Inventarios, neto 64
10. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas 65
11. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto 66
12. Propiedades, planta y equipo, neto 67
13. Otros pasivos financieros 72
14. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar 79
15. Provisiones 80
16. Pasivos por impuestos corrientes 86
17. Provisiones por beneficios a los empleados 89
18. Otros pasivos no financieros 92
19. Impuestos diferidos, neto 93
20. Patrimonio 95

21. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos 99
22. Aprovisionamientos y servicios 102
23. Gastos de personal 104
24. Otros Gastos Fijos de Explotación 104
25. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro 105
26. Resultados financieros 105
27. Venta y disposición de activos 107
28. Gasto por impuesto a las ganancias 107
29. Utilidad por acción 108
30. Resultado integral 109
31. Activos y pasivos en moneda extranjera 110
32. Sanciones 111
33. Otros seguros 112
34. Compromisos y contingencias 112
35. Mercado de derivados energéticos 116
36. Gestión de riesgos 117
37. Valor razonable 119
38. Categorías de activos financieros y pasivos financieros 120
39. Aprobación de Estados Financieros 121
40. Eventos subsecuentes 121

1. Información general

Ente económico

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

La Compañía fue constituida mediante escritura pública No.003480 de la Notaría 18 de Bogotá D.C. del 15 de octubre de 1980 e inscrita ante la Cámara de Comercio el 17 de agosto de 2007 bajo el número 01151755 del libro IX, matricula mercantil No. 01730333, con aporte de los activos de generación del Grupo Energía Bogotá S. A. E.S.P. (antes Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P) con el 51.51% de las acciones (ordinarias y preferenciales sin derecho a voto) y los aportes en efectivo de los demás inversionistas con el 48.49% de las acciones (ordinarias).

La Compañía es de origen Colombiano, tiene su domicilio y oficinas principales en la carrera 11 No. 82-76, Bogotá D.C. Su término de duración es indefinido.

Emgesa S.A. E.S.P. es filial de Enel Américas S.A., entidad controlada en su porción mayoritaria por Enel S.P.A. (en adelante, Enel).

La situación de Grupo Empresarial inscrita en el registro mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá, fue actualizada mediante registro No. 02316803 del libro IX del 28 de marzo de 2018, sin producirse ninguna modificación respecto la casa matriz (Enel S.P.A.). La situación de Grupo Empresarial es ejercida por la sociedad Enel SpA (matriz) indirectamente sobre las sociedades Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. a través de la sociedad Enel Américas S.A.; indirectamente sobre la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. E.S.P. a través de Emgesa S.A. E.S.P.; indirectamente sobre la Sociedad Inversora Codensa S.A. E.S.P. a través de Codensa S.A. E.S.P.; indirectamente sobre las sociedades Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. y El Paso Solar S.A.S. E.S.P a través de Enel Green Power SpA. El 21 de junio de 2018 mediante registro No. 1171351 se actualizó el registro del Grupo Empresarial en el sentido de incluir en dicho Grupo a la Fundación Enel y la sociedad Enel X Colombia S.A. E.S.P. El 27 de junio de 2019 mediante documento privado, bajo el número 02480893 del libro IX, se modificó el Grupo Empresarial, en el sentido de indicar el ingreso de las sociedades: Parque Solar Fotovoltaico Sabanalarga S.A.S. y Parque Solar Fotovoltaico Valledupar S.A.S, las cuales son controladas de manera indirecta por la sociedad extranjera Enel Green Power SpA a través de Enel Green Power Colombia S.A E.S.P. (subordinadas).

Objeto Social – La Compañía tiene por objeto principal la generación y comercialización de energía eléctrica en los términos de la Ley 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicionen y modifiquen o deroguen, y todo tipo de actividades relacionadas de forma directa, indirecta, complementaria o auxiliar con el negocio de comercialización de gas combustible, adelantando las acciones necesarias para preservar el medio ambiente y las buenas relaciones con comunidad en la zona de influencia de sus proyectos; y realizar obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica y comercializar productos en beneficio de sus clientes. Así mismo, la sociedad podrá en desarrollo de su objeto social, ejecutar todas las actividades relacionadas con la exploración, desarrollo, investigación, explotación, comercialización, almacenamiento, mercadeo, transporte y distribución de minerales y material pétreo, así como el manejo administrativo, operacional y técnico relacionado con la producción de minerales y la exploración y explotación de yacimientos en la República de Colombia, incluyendo la compra, venta, alquiler, distribución, importación y exportación de materias primas, elementos, maquinaria y equipos para el sector minero; la importación de combustibles líquidos derivados del petróleo para la generación de energía, así como la importación de gas natural para la generación de energía y/o su comercialización. De igual manera, la sociedad podrá promover y fundar establecimientos o agencias en Colombia y en el exterior; adquirir a cualquier título toda clase de bienes muebles o inmuebles, arrendarlos, enajenarlos, gravarlos y darlos en garantía; explotar marcas, nombres comerciales, patentes, invenciones o cualquier otro bien incorporal; participar en licitaciones públicas y privadas; celebrar y ejecutar toda clase de contratos y actos, bien sea civiles, laborales, comerciales o financieros o de cualquier naturaleza que sean necesarios, convenientes o apropiados para el logro de sus fines, incluyendo la participación en mercados de derivados financieros de commodities energéticos; dar a , o recibir de, sus accionistas, matrices, subsidiaria, y terceros dinero en mutuo; girar, aceptar, endosar, cobrar y pagar toda clase de títulos valores, instrumentos negociables, acciones, títulos ejecutivos y demás; celebrar contratos de sociedad o adquirir acciones en sociedades y participar como socia en otras empresas de servicios públicos; escindirse y fusionarse con

otras sociedades que tengan un objeto social afín; asumir cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial con personas naturales y jurídicas, nacionales o extranjeras, para adelantar actividades relacionadas, conexas o completarías con su objeto social.

Cambio del objeto social de la Compañía - el 18 de diciembre de 2017 se realizó una sesión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas en la cual se aprobó la apertura de nuevas líneas de negocio y como consecuencia de lo anterior, la ampliación del objeto social de la Compañía en el sentido de incluir dentro del mismo (i) la importación de combustibles líquidos derivados del petróleo para la generación de energía, así como la importación de gas natural para la generación de energía y/o su comercialización y (ii) la participación en mercados de derivados financieros de commodities energéticos. La protocolización y posterior registro de esta modificación a los Estatutos Sociales respecto al objeto social de la Compañía, estaba condicionada a la aprobación de este cambio por la Asamblea de Tenedores de Bonos, la cual impartió su aprobación el pasado 3 de mayo de 2018. Mediante escritura pública No. 1555 del 17 de mayo del 2018 de la Notaría No. 11 del círculo de Bogotá se protocolizó la reforma estatutaria que da cuenta de lo anterior y fue registrada en el registro público de la Cámara de Comercio el 25 de mayo de 2018.

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

Central	Tecnología	Capacidad Declarada
Guavio	Hidráulica	1.250,0 MW
Menor Guavio	Hidráulica	9,9 MW
Betania	Hidráulica	540,0 MW
El Quimbo	Hidráulica	400,0 MW
Guaca	Hidráulica	324,0 MW
Paraíso	Hidráulica	276,0 MW
Darío Valencia	Hidráulica	150,0 MW
Tequendama	Hidráulica	56,8 MW
Salto II	Hidráulica	35,0 MW
Charquito	Hidráulica	19,4 MW
Limonar	Hidráulica	18,0 MW
Laguneta	Hidráulica	18,0 MW
Termozipa	Térmica	225,0 MW
Cartagena	Térmica	184,0 MW

Comercialización de Gas

El año regulatorio de gas finalizó el 30 de noviembre de 2019, se inicia el nuevo año de gas con 11 clientes industriales ubicados en las ciudades de Bogotá, Manizales, Cartagena y Barranquilla, adicionalmente se fortalecen las relaciones con los clientes en el mercado mayorista, para el 2020 la Compañía sigue siendo un actor relevante en el mercado de comercialización de gas natural en Colombia. Las ventas realizadas durante el 2019 fueron de 112.2 Mm3 lo que significó un aporte del 0.12% al margen variable de la Compañia, mientras que en el 2018 las ventas fueron de 79.5 Mm3, lo que significó un aporte del 0.18%.al margen variable de la Compañía.

Marco legal y regulatorio

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidieron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La principal institución del sector energético es el Ministerio de Minas y Energía (MME) que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión y el plan de abastecimiento de gas natural. En el caso de la generación este plan es indicativo, mientras que en la transmisión

es vinculante. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde ésta fuera posible.

El mercado eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales o 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, se realizan subastas de largo plazo de energía firme, dentro del esquema de "Cargo por Confiabilidad". La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Mediante la Ley 1715 de 2014 se regula la integración de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) al sistema energético nacional. Esta normativa da incentivos fiscales y tributarios a los promotores de proyectos asociados con estas tecnologías, sin afectar la arquitectura del mercado mayorista actual. Así mismo, propone la creación de un fondo para la investigación y realización de proyectos ERNC y de eficiencia energética, y define el marco regulatorio general para la participación de la autogeneración en el mercado. Posteriormente se reglamentó la Ley 1715 a través del Decreto 2143 de 2015.

Así mismo, la CREG publicó la Resolución 24 de 2015, que regula la actividad de autogeneración a gran escala, y la UPME publicó la Resolución N° 281 de 2015 que define el límite de autogeneración a pequeña escala igual a 1MW.

Adicionalmente, la CREG expidió las resoluciones 11 y 212 de 2015, que promueven mecanismos de respuesta de la demanda. Así mismo, la autoridad regulatoria publicó la resolución 61 de 2015 para determinar la metodología para calcular la energía firme de plantas eólicas con el fin de permitir su participación en el esquema de Cargo por Confiabilidad, la cual fue recientemente modificada por la resolución No.167 de 2017. El Ministerio de Minas y Energía publicó en 2015 el Decreto N° 1623, que reglamenta las políticas de expansión de cobertura, y el Decreto N° 2143 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley N° 1715. En 2016, la UPME publicó la Resolución N° 45, que define los procedimientos para solicitar los certificados que avalan los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía ("FNCE") y la lista de bienes y servicios exentos de arancel o de impuesto al valor agregado ("IVA").

Con la adopción del Plan de Acción Indicativo 2017-2022 para el desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE) por parte del Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 41286 de 2016, se definen los objetivos y metas indicativas de eficiencia energética y acciones y medidas sectoriales y estrategias.

En septiembre 2017, el Ministerio de Minas y Energía emitió el Decreto 1543, por el cual se reglamente el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE, cuyo objetivo es financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía, a través de su fomento, promoción, estímulo e incentivo, a través del patrimonio autónomo. Se podrán financiar parcial o totalmente, entre otros, programas y proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3, tanto para la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala, como para la mejora de eficiencia energética mediante la promoción de buenas prácticas, equipos de uso final de energía, adecuación de instalaciones internas y remodelaciones arquitectónicas.

El Manual Operativo del FENOGE, que contiene aspectos relacionados con: fuentes de financiación, destinación de los recursos, estructura organizacional, metodología de presentación y selección de proyectos y el proceso de ejecución, fue publicado recientemente mediante la Resolución MME 41407 de 2017.

Durante el 2017, la CREG publicó el Documento 161 mediante el cual planteó cuatro alternativas para la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) al parque generador, entre las que se encuentran: i) Prima verde, ii) Contratos de largo plazo pague lo generado, iii) Contratos de largo plazo de energía media y iv) Contratos de largo plazo pague lo contratado.

En febrero de 2018 se expidió la Resolución CREG 030 de 2018 con los procedimientos simplificados para autorizar la conexión de Autogeneradores Distribuidos de Pequeña Escala (menores a 1 MW), Autogeneradores de Gran Escala hasta 5 MW y Generadores Distribuidos (definidos hasta 0,1 MW) que emplean Fuentes de Energías Renovables No Convencionales (FNCER). En el caso de recursos menores a 100 kW se definió un procedimiento mediante un formulario de registro ante el Distribuidor, sin necesidad de estudios de conexión que supone plazos muy cortos de revisión de la solicitud (5 días), así como de pruebas y conexión (2 días), que exige en todo caso condiciones técnicas mínimas en materia de protecciones y seguridad eléctrica.

El Ministerio de Minas y Energía a través del Decreto 0570 de marzo de 2018, define los lineamientos de política pública para la contratación de Energía de Largo Plazo. Los objetivos del Decreto son: fortalecer la resiliencia de la matriz de generación a través de la diversificación del riesgo, promover la competencia y la eficiencia en la formación de precios a través de proyectos nuevos y existentes, mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático, a través del aprovechamiento de los recursos renovables disponibles, fortalecer la seguridad energética nacional y reducir las emisiones de gases efecto invernadero, de acuerdo con compromisos COP21.

Dando continuidad al citado Decreto, el Ministerio de Minas y Energía expide las Resoluciones 40791 y 40795 de agosto de 2018, finalizando el ciclo de construcción de la política pública que permitirá cumplir con los objetivos de fortalecer, complementar y diversificar la matriz energética del país y marcando un hito histórico como lo es el lanzamiento de la primera subasta de energía eléctrica a largo plazo en el país. Como elemento fundamental de la expedición de estas resoluciones, se crea una subasta de energía de largo plazo que permitirá, entre otros, la mayor incorporación de energías renovables al sistema energético nacional.

A través de las Resoluciones 41307 y 41314 de diciembre de 2018, el Ministerio de Minas y Energía convocó oficialmente a la primera subasta de energía eléctrica de contratación a largo plazo, buscando diversificar, complementar e impulsar la competitividad de la matriz energética, haciéndola más resistente a la variabilidad climática, aportando a la reducción de emisiones de dióxido de carbono y garantizando la seguridad energética del país.

Esta subasta desarrollada el 26 de febrero del 2019, no resultó con adjudicaciones de contratos de largo plazo de energía media anual, en virtud a que no se superaron los indicadores de competencia (concentración y dominancia) previstos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG.

El 22 de octubre del 2019 se realizó por parte del Gobierno Nacional y a través de la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, la subasta de fuentes no convencionales de energías renovables. Como resultado de este mecanismo, se asignaron responsabilidades de generación a ocho proyectos adjudicados con una capacidad efectiva total de 1.298 megavatios de capacidad instalada, 5 de ellos eólicos y 3 solares. En el proceso, quedaron con asignación 7 empresas generadoras y 22 comercializadoras. La subasta cerró con un precio promedio ponderado de asignación de $95,65 kilovatio hora, cerca de $50 pesos por debajo del promedio actual del costo de generación en contratos bilaterales. En desarrollo del proceso de adjudicación, la Comisión de Regulación de Energía y Gas estableció como tope máximo individual el precio de 200 $/kWh y como tope máximo promedio el precio de 160 $/kWh.

La demanda objetivo determinada por el Ministerio de Minas y Energía fue de 12.050,5 MWh/día. El total de energía asignada fue de 10.186 MWh/día. La Subasta de Contratos de Energía de Largo Plazo No. 02-2019 contó, en total, con la participación de 20 generadores y 23 comercializadores calificados, es decir, aquellos que cumplieron con todos los requisitos de precalificación establecidos para dicho mecanismo.

En cuanto a la energía en firme para el cargo por confiabilidad, la CREG publicó las resoluciones 167 y 201 de 2017, mediante las cuales define la metodología para calcular la energía en firme de las plantas eólicas y solares. Adicionalmente la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante la Resolución 140 de 2017, definió una nueva metodología para el cálculo del

precio de escasez del Cargo por Confiabilidad, el cual se denomina precio marginal de escasez (PME); este PME regirá para las asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme (OEF) que se realicen en un futuro, y, por ende, representará el precio al que se remunerará dicha energía, durante un periodo crítico. Con esta nueva metodología de cálculo se evitan desacoples entre el costo de generación local y marcadores de precios de combustibles en el mercado internacional, pues el precio marginal de escasez refleja los costos de combustibles locales.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, con la publicación de las resoluciones CREG 083 y 084 de julio de 2018, fijó la oportunidad para asignar obligaciones de energía del Cargo por Confiabilidad para los períodos 2019-2020, 2020-2021 y 2021-2022, y convocó a una subasta de reconfiguración de venta de energía para el período 2018-2019.

Ambas medidas regulatorias buscan asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente para el país en el mediano y largo plazo y se expidieron luego del análisis de balance de energía firme del sistema. Este análisis se hizo con base en las proyecciones de demanda de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la energía firme de las plantas existentes y la información relevante sobre su historia de generación y los posibles escenarios de entrada de nuevos proyectos.

De igual manera la CREG, definió las condiciones para la convocatoria a una subasta del cargo por confiabilidad para la asignación de los proyectos de generación de energía eléctrica, que puedan entrar en operación en el periodo 2022-2023. A través de esta decisión regulatoria se convoca una subasta del cargo por confiabilidad, esquema mediante el cual los generadores se comprometen a entregar un producto denominado energía en firme, con el cual se busca cubrir el suministro de energía a la demanda nacional, incluso en los momentos de hidrología más crítica. La Resolución establece, entre otros aspectos, que la subasta se realiza mediante el mecanismo de sobre cerrado, es decir, cambia con relación a subastas del cargo por confiabilidad realizadas en años anteriores, que fueron mediante subastas de reloj descendente.

El 28 de febrero del 2019, como se tenía previsto, se adelantó la subasta de cargo por confiabilidad para el periodo 2022 a 2023, de la cual se destacan los siguientes resultados:

» Precio de cierre: 15,1 USD/MWh.

» Energía asignada en la subasta: el total de obligaciones de energía firme para la vigencia subastada es de 250,55 GWh/día, de los cuales se asignaron en esta subasta 164,33 GWh/día y los restantes 86,22 GWh/día corresponden a asignaciones previas.

» La capacidad efectiva neta adicional para el sistema en el 2022-2023 será de 4.010 MW, distribuidos así: 1.240 MW térmicos, 1.372 MW hidráulicos, 1.160 MW eólicos y 238 MW solares.

En julio de 2019 la CREG publicó la Resolución 060 de 2019, "Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones". Esta resolución define los requerimientos operativos y los aspectos comerciales para el tratamiento de las fuentes no convencionales en el despacho operativo.

En julio de 2019 la CREG publicó la Resolución 080 de 2019, por la cual se establecen reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible. La CREG considera necesario establecer un marco regulatorio que, además de las reglas específicas de mercado y de obligaciones, defina reglas de comportamiento generales que promuevan y permitan profundizar en: el libre acceso a las redes y facilidades que por su naturaleza son monopolios, la libre elección de prestadores de servicio y la posibilidad de migración de usuarios, la transparencia, la neutralidad, la eficiencia económica, la libre competencia y la no utilización abusiva de la posición dominante.

En septiembre de 2019, la CREG expidió la Resolución 096 por la cual se extiende la opción de acceso al despacho central, a plantas menores a 20 MW conectadas al Sistema Interconectado Nacional. Se resalta que las pantas menores a 1 MW y generadores distribuidos no podrán participar en el despacho central, y podrán vender su energía a comercializadores que atiendan el mercado regulado y no regulado. Por otra parte, las plantas entre 1 MW y 20 MW podrán optar por el despacho central. En caso de que opten por no acogerse al despacho central, podrán vender su energía a comercializadores que atienden el mercado regulado y no regulado.

Así mismo en septiembre de 2019, la CREG publicó la Resolución 098 por la cual definió los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional. Esta Resolución se expide dada la urgencia requerida para que los Sistema de Almacenamiento de Energía eléctrica con Baterías (SAEB) entren en operación, con el fin único de mitigar los problemas existentes por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía eléctrica y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2022.

En octubre de 2019, la CREG publicó la Resolución 117, mediante la cual se convocó a una Subasta de Reconfiguración de Compra para los períodos 2020-2021 y 2021-2022; el mecanismo llevado a cabo en diciembre de 2019 por XM S.A. E.S.P., asignó cantidades totales por 4.278.410 kWh/día para el período 2020-2021, y de 2.152.383 kWh/día para el período 2021-2022.

El precio de adjudicación de ambas cantidades es de 16,6 USD/MWh de energía firme comprometida.

Así mismo la CREG publicó la Resolución 132 de octubre de 2019, por la cual se define el mecanismo de tomadores del Cargo por Confiabilidad para asignaciones de Obligaciones de Energía Firme a plantas nuevas. Participan plantas nuevas que no hayan sido asignadas con OEF en ningún mecanismo de asignación y que sus costos variables de combustible estimados (CVCE) no superan el precio de escasez parte combustible vigente, las plantas serán asignadas por un periodo de 10 años y serán remuneradas a USD $ 9/MWh.

En septiembre de 2019, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD publicó el reglamento de la sobretasa nacional de 4 $/kWh, como parte de las medidas requeridas para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica a cargo de las empresas intervenidas por parte de esta superintendencia, esta tasa se aplicará a los estratos 4,5 y 6; comerciales e industriales, se causará a partir de noviembre de 2019 y será retroactiva a julio de 2019 y su recaudo se considera como un ingreso recibido para terceros.

Mediante la Ley 1819 de 2016 de reforma tributaria, se introduce la reducción en el impuesto a la renta para el impulso a las Fuentes No Convencionales de energía y exclusión del IVA en equipos, tecnologías y servicios que ofrezcan un beneficio ambiental; así como también el impuesto al carbono a todos los combustibles fósiles usados con fines energéticos y define las pautas para la no causación del impuesto a los usuarios que certifiquen ser carbono neutros, que posteriormente es reglamentado mediante el Decreto 926 de 2017.

Por su parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible ("MADS"), publicó el 3 de agosto de 2016, la Resolución 1283 de 2016, por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables ("FNCER") y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la antes mencionada ley 1715 de 2014. La Resolución MADS 1303 de 2018 modifica la Resolución 1283 de 2016 para realizar sobre las certificaciones de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y gestión eficiente de la energía.

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

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

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

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.

El Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 de 2017 adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, con lo cual se da inicio a los procesos de convocatoria y asignación para llevar a cabo las obras requeridas según la UPME para garantizar la seguridad del abastecimiento y la confiabilidad en el corto y mediano plazo. Como parte de este proceso, a nivel regulatorio la CREG ha desarrollado normas relacionadas con infraestructura de gas, como terminales de regasificación, open season y ampliaciones mediante convocatorias de la red de transporte de gas natural.

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

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

A finales de junio de 2019, y como parte de lo establecido en la agenda regulatoria 2019, la CREG publicó la Resolución 055 de 2019, por la cual se definen las reglas de selección del gestor del mercado de gas natural, las condiciones en que prestará sus servicios y su remuneración, como parte del reglamento de operación de gas natural, como parte fundamental del proceso de escogencia del nuevo gestor del mercado de gas a iniciar sus servicios en el 2020.

En agosto de 2019, la CREG publicó para comentarios la Resolución CREG 082 de 2019; donde establece una serie de medidas en relación con la comercialización de la capacidad de transporte de gas natural en los mercados primario y secundario, a efectos de que: i) se lleve a cabo su asignación de manera eficiente, a nivel de precios y cantidades; ii) se elimine la falta de transparencia en la información relacionada con la disponibilidad y acceso de la capacidad de transporte existente, como aquella que se deriven de expansiones a través de mecanismos de mercados o esquemas centralizados; iii) incorporando mecanismos de asignación más ágiles y eficientes que respondan a las necesidades del mercado.

2. Bases de presentación

La Compañía presenta sus estados financieros separados de propósito general 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 separados incluyen información comparativa correspondiente al periodo anterior.

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

2.1. Principios contables

Los estados financieros separados de propósito general de la Compañía al 31 de diciembre de 2019, han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF), que contemplan las Normas Internacionales de Información Financiera -NIIF-, las Normas Internacionales de Contabilidad –NIC-, las interpretaciones SIC, las interpretaciones CINIIF y el marco conceptual para la información financiera, aplicables, emitidas y aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) al 31 de diciembre de 2016 y que fueron publicadas en español por dicho organismo en 2017, e incorporadas al marco técnico contable colombiano de conformidad con la Ley 1314 del 13 de julio del 2009, compiladas y actualizadas en el Decreto 2483 de 2018, expedidas por el Decreto 2420 de 2015 y modificatorios.

La aplicación de dichas normas internacionales en Colombia, está sujeta a algunas excepciones establecidas por regulador y contenidas en el Decreto 2420 de 2015 y modificatorios. Estas excepciones varían dependiendo del tipo de compañía y son las siguientes:

» Excepciones aplicables a todos los preparadores de información financiera.

  El artículo 2.2.1 del Decreto 2420 de 2015, adicionado por el Decreto 2496 del mismo año y modificado por los Decretos 2131 de 2016 y 2170 de 2017, establece que 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.

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

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

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

2.2. Base contabilidad de causación

La Compañía prepara sus estados financieros separados, 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 es a partir de 1 de enero de 2020.

El Decreto 2270 de 2019 compiló y actualizó los marcos técnicos de las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, que habían sido incorporadas por los Decretos 2420 de 2015, 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y 2483 de 2018, incluyendo algunas interpretaciones, modificaciones o enmiendas cuya aplicación es a partir del 1 de enero de 2020.

A continuación, se describen estas interpretaciones, modificaciones y enmiendas; y la evaluación de los impactos de acuerdo con los análisis efectuados por la Compañía:

Modificaciones a la NIC 19: Modificación, reducción o liquidación de un plan

Las modificaciones a la NIC 19 definen el tratamiento contable de cualquier modificación, reducción o liquidación de un plan ocurrido durante un ejercicio. Las modificaciones especifican que cuando se produce una modificación, reducción o liquidación de un plan durante el ejercicio sobre el que se informa, se requiere que la entidad:

» Determine el costo actual del servicio para el período restante posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan, usando las hipótesis actuariales utilizadas para recalcular el pasivo (activo) neto por prestaciones definidas que refleje los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento.

» Determine el interés neto para el período restante posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan, usando: el pasivo (activo) neto por prestaciones definidas que refleje los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento; y la tasa de descuento utilizada para recalcular ese pasivo (activo) neto por prestaciones definidas.

Las modificaciones también aclaran que la entidad primero determina cualquier costo de servicio pasado, o ganancia o pérdida en la liquidación, sin considerar el efecto del límite del activo (asset ceiling). Esta cantidad se reconoce como beneficio o pérdida. Después se determina el efecto del límite del activo después de la modificación, reducción o liquidación del plan, y cualquier cambio en ese efecto, excluyendo las cantidades incluidas en el interés neto, se registra en otro resultado global.

Los cambios se aplicarán a las modificaciones, reducciones o liquidaciones del plan que se produzcan en los ejercicios que comiencen el 1 de enero de 2020 o posteriormente, permitiéndose su aplicación de manera integral y anticipada. La Compañía evaluará los posibles impactos de la aplicación de la modificación de esta norma.

CINIIF 23 - La Incertidumbre frente a los Tratamientos del Impuesto a las Ganancias

La interpretación aborda la contabilización del impuesto sobre las ganancias cuando los tratamientos tributarios implican una incertidumbre que afecta la aplicación de la NIC 12. No se aplica esta interpretación a impuestos o gravámenes que estén fuera del alcance de la NIC 12, ni incluye el tratamiento de los intereses y sanciones relacionados que se pudieran derivar. La interpretación aborda específicamente lo siguiente:

» Si una entidad tiene que considerar las incertidumbres fiscales por separado

» Las hipótesis que debe hacer una entidad sobre si va a ser revisado el tratamiento fiscal por las autoridades fiscales

» Como debe determinar una entidad el resultado final, las bases fiscales, las pérdidas pendientes de compensar, las deducciones fiscales y los tipos impositivos.

» Como debe considerar una entidad los cambios en los hechos y circunstancias.

Una entidad debe determinar si considera cada incertidumbre fiscal por separado o junto con una o más incertidumbres fiscales. Se debe seguir el enfoque que mejor estime la resolución de la incertidumbre. La interpretación está incluida en el Anexo Técnico Compilatorio y Actualizado 1- 2019, del Decreto 2270 de 2019 y es efectiva para los ejercicios que comiencen el 1 de enero de 2020 o posteriormente, permitiendo su aplicación de manera integral y anticipada, se permiten determinadas exenciones en la transición. La Compañía no prevé impactos por la aplicación de esta interpretación.

Mejoras anuales 2018 (emitidas en octubre de 2018)

Las mejoras fueron introducidas en el marco contable colombiano por medio del Decreto 2270 de 2019, incluyen:

Enmiendas a la NIIF 3: Definición de un Negocio

Las enmiendas a la definición de un negocio en la NIIF 3 - Combinaciones de Negocios ayuda a la entidad a determinar si un conjunto adquirido de actividades y activos es un negocio o no. Aclaran los requisitos mínimos de un negocio, eliminan la evaluación de si los participantes del mercado son capaces de reemplazar los elementos faltantes, adicionan orientación para ayudar a las entidades a evaluar si un proceso adquirido es sustantivo, reducen las definiciones de un negocio y de productos,

e introducen una prueba opcional de concentración de valor razonable. Se proporcionan nuevos ejemplos ilustrativos junto con las enmiendas.

Dando que las enmiendas se aplican prospectivamente a transacciones o eventos que ocurran en la fecha de la primera solicitud o después, la Compañía no se verá afectado por estas enmiendas en la fecha de corte.

Enmiendas a la NIC 1 y NIC 8: Definición de Material o con Importancia Relativa

Las enmiendas alinean la definición de "Material" entre la NIC 1 – Presentación de Estados Financieros y la NIC 8 – Políticas Contables, Cambios en Estimaciones Contables y Errores y aclaran ciertos aspectos de la definición. La nueva definición establece que "La información es material o tiene importancia relativa si su omisión, expresión inadecuada o ensombrecimiento podría esperarse razonablemente que influya sobre las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros de propósito general toman a partir de los estados financieros, que proporcionan información financiera sobre la entidad que informa específica".

No se espera que las enmiendas a la definición de material o con importancia relativa tengan un impacto significativo en los estados financieros de la Compañía.

2.4. Normas de Contabilidad y de Información Financiera no incorporadas en el marco contable aceptado en Colombia emitidas aún no vigentes

NIIF 17 Contratos de seguros

En mayo de 2017, el IASB emitió la NIIF 17, un nuevo estándar contable integral para contratos de seguro cubriendo la medición y reconocimiento, presentación y revelación. Una vez entre en vigencia, la NIIF 17 reemplazará la NIIF 4, emitida en 2005. La NIIF 17 aplica a todos los tipos de contratos de seguro, sin importar el tipo de entidades que los emiten, así como ciertas garantías e instrumentos financieros con características de participación discrecional. Esta norma incluye pocas excepciones.

El objetivo general de la norma consiste en dar un modelo de contabilidad para contratos de seguro que sea más útil y consistente para los aseguradores. Contrario a los requerimientos de la NIIF 4, que busca principalmente proteger políticas contables locales anteriores, la NIIF 17 brinda un modelo integral para estos contratos, incluyendo todos los temas relevantes. La esencia de esta norma es un modelo general, suplementado por:

» Una adaptación específica para contratos con características de participación directa (enfoque de tarifa variable).

» Un enfoque simplificado (el enfoque de prima de asignación) principalmente para contratos de corta duración.

La NIIF 17 no ha sido introducida en el marco contable colombiano por medio de decreto alguno a la fecha.

2.5. Estimados y criterios contables relevantes

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

» Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (Ver Nota 3.2.12.).

» La vida útil de los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo (Ver Notas 3.2.6. y 3.2.7.).

» La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros (Ver Nota 3.2.8. (b)).

» Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (Ver Nota 3.2.13.).

» Los ingresos y gastos 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 (Ver Nota 3.2.16.).

» La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos inciertos o contingentes (Ver Nota 3.2.10.).

» Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales surgidos de la licencia ambiental principalmente para nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar (Ver Nota 3.2.7.).

» 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 (Ver Nota 3.2.11).

Los juicios y estimaciones se han realizado con la información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros, 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.

3. Políticas Contables

3.1. Cambios en Políticas

NIIF 16 Arrendamientos

A partir del 1 de enero de 2019 entró en vigencia la NIIF 16 arrendamientos, esta norma se emitió en enero de 2016 y reemplazó la NIC 17 Arrendamientos, CINIIF 4 Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento, SIC 15 Arrendamientos Operativos-Incentivos y SIC 27 Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento.

La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios tengan en cuenta todos los arrendamientos bajo un modelo único en el estado de situación financiera similar a la contabilización de los arrendamientos financieros según la NIC 17. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para arrendatarios: arrendamientos de activos de "bajo valor" y arrendamientos a corto plazo (es decir, arrendamientos con un plazo de 12 meses o menos).

En la fecha de inicio de un contrato de arrendamiento, un arrendatario reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento. Los arrendatarios deben reconocer por separado el gasto de intereses del pasivo por arrendamiento y el gasto por depreciación del activo por derecho de uso.

También se requiere que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar los pagos). El contrato generalmente reconoce el monto de la nueva medición del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso.

La contabilidad de los arrendadores según la NIIF 16 continúa clasificando todos los arrendamientos utilizando el mismo principio de clasificación que en la NIC 17, diferenciando entre dos tipos de líneas: arrendamientos operativos y financieros.

La NIIF 16, que es efectiva para los períodos anuales que comienzan el 1 de enero de 2019, requiere que los arrendatarios y arrendadores realicen revelaciones más extensas que bajo la NIC 17.

La Compañía adoptó la NIIF 16 según el modelo retroactivo con efecto acumulado, reconociendo sus efectos a partir de la fecha de adopción sin reexpresión de la información comparativa. Como solución práctica la Compañía ha elegido no aplicar la norma a los contratos que no se identificaron previamente como que contienen un contrato de arrendamiento según la NIC 17 y la CINIIF 4.

La Compañía ha elegido utilizar las exenciones propuestas por la norma en los contratos de arrendamiento para los cuales los plazos del arrendamiento finalizan dentro de los 12 meses a partir de la fecha de la aplicación inicial, y a los contratos de arrendamiento para los cuales el activo subyacente es de bajo valor.

La Compañía ha evaluado los contratos de arrendamiento de oficinas vigentes, adicionalmente se identificaron arrendamientos que cumplen con las condiciones de la NIIF 16 dentro de contratos de servicios en rubros como edificios y vehículos.

Los activos por derechos de uso se midieron en el reconocimiento inicial por un monto igual al pasivo por arrendamiento, que corresponde al valor presente de los pagos por arrendamiento que no se hayan pagado en la fecha de adopción descontados usando la tasa de interés implícita en el arrendamiento, o la tasa de interés incremental en la fecha de inicio del arrendamiento.

A continuación, se detallan los activos por uso y pasivos por arrendamiento reconocidos por la NIIF 16:

Concepto	Total reconocimientos del 1 de enero a 31 de diciembre 2019	Reconocimiento Durante el 2019 (a)	Reconocimiento adopción 1 de enero de 2019
Activos por derechos de uso			
- Edificios	$ 6.307.350	$ 395.507	$ 5.911.843
- Instalaciones fijas y otras (vehículos)	9.206.262	8.179.068	1.027.194
Total activos por derecho de uso por NIIF16	**$ 15.513.612**	**$ 8.574.575**	**$ 6.939.037**
Pasivos por arrendamiento			
- Edificios	$ 6.307.350	$ 395.507	$ 5.911.843
- Instalaciones fijas y otras (vehículos)	9.206.262	8.179.068	1.027.194
Total pasivos por arrendamiento por NIIF16	**$ 15.513.612**	**$ 8.574.575**	**$ 6.939.037**

(a) En el transcurso de enero a diciembre de 2019 se reconoció principalmente: i) el activo por uso y pasivo por arrendamiento de vehículos del contrato con Transportes Especiales FSG por $7.861.531 y ii) las actualizaciones del valor del activo por uso y el pasivo por arrendamiento por las indexaciones a los cánones de contratos por adopción por $257.179.

Los activos por derecho de uso se deprecian de forma lineal durante el plazo más corto entre el plazo del contrato de arrendamiento y la vida útil estimada de los activos a diciembre 2019, de la siguiente manera:

Clases de activos por uso	Intervalo de años de vida útil estimada
Arrendamientos NIIF 16	
Edificios	2 – 5
Instalaciones fijas y otras (vehículos)	1 - 3

Resumen Impactos

El efecto de la adopción de la NIIF 16, es el siguiente:

Impacto en el Estado de Situación Financiera

Rubro Estado de Situación Financiera	Saldo al 31 de diciembre de 2019	Total reconocimientos del 1 de enero al 31 de diciembre 2019
Edificios	$ 4.841.529	$ 6.307.350
Instalaciones fijas y otras (vehículos)	5.949.433	9.206.262
Total activos por derecho de uso	**$ 10.790.962**	**$ 15.513.612**
Edificios	$ 4.978.349	$ 6.307.350
Instalaciones fijas y otras (vehículos)	6.258.803	9.206.262
Total pasivos por arrendamiento	**$ 11.237.152**	**$ 15.513.612**

Impacto en el Estado de Resultados por los doce meses finalizados el 31 de diciembre de 2019:

Rubro Estado de Resultados	Movimiento del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019
Depreciación	
- Edificios	$ 1.465.821
- Instalaciones fijas y otras (vehículos)	3.256.829
Total depreciación	**4.722.650**
Gasto financiero	
- Edificios	402.423
- Instalaciones fijas y otras (vehículos)	470.470
Total gasto financiero	**$ 872.893**

Rubro Estado de Resultados	Movimiento del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019
Gasto arrendamiento (*)	
- Edificios	(1.692.626)
- Instalaciones fijas y otras (vehículos)	(810.996)
Total gasto arrendamiento	**(2.503.622)**
Impuesto diferido	**(565.348)**
Total impacto en estado de resultados	**$ 2.526.573**

(*) Menor valor del gasto de arrendamiento correspondiente a los contratos que fueron reconocidos como un arrendamiento financiero bajo los lineamientos de la NIIF 16.

Impacto en el Estado de Flujos del Efectivo

Rubro Estado de Flujo de Efectivo	Movimiento del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios (Pagos de arrendamientos operativos)	$ (6.319.626)
Flujo neto de actividades de operación	**(6.319.626)**
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	5.446.733
Intereses pagados (arrendamientos)	872.893
Flujo neto de actividades de financiación	**$ 6.319.626**

Arrendamientos

La Compañía tiene contratos de arrendamiento para oficinas, vehículos y otros medios de transportes utilizados en la operación.

Las generalidades de estos contratos son:

» La Compañía tiene rol del arrendatario y asume las obligaciones que se derivan del mismo.

» En su mayoría consideran restricciones para subarrendar los activos.

» Incluyen cláusulas de extensión, terminación y actualización del cánon.

El movimiento durante el periodo de enero a diciembre de 2019 de los activos por uso derivados de la adopción de NIIF 16, es el siguiente:

	Edificios	Otras Instalaciones	Total
Adiciones por NIIF 16			
Adopción 1/01/2019	$ 5.911.843	$ 1.027.194	$ 6.939.037
Nuevos Contratos e Indexación	395.507	8.179.068	8.574.575
Depreciación	(1.465.821)	(3.256.829)	(4.722.650)
Saldo final 31/12/2019 Activos por derecho de uso	**$ 4.841.529**	**$ 5.949.433**	**$ 10.790.962**

A continuación, se detallan los importes en libros de los pasivos por arrendamiento (Valor presente neto de los pasivos incluidos en otros pasivos financieros) y de intereses y los movimientos durante el período:

	Corriente	No Corriente	Total
Adiciones por NIIF 16			
Adopción 1/01/2019	$ 2.005.743	$ 4.933.294	$ 6.939.037
Nuevos Contratos e Indexaciones	2.599.286	5.975.289	8.574.575
Intereses	872.893	-	872.893
Pagos	(5.446.733)	-	(5.446.733)
Otros Movimientos	4.562.091	(4.253.706)	308.385
Saldo final 31/12/2019 Pasivos arrendamiento NIIF 16	**$ 4.593.280**	**$ 6.654.877**	**$ 11.248.157**

En el cuadro se ilustra los vencimientos de los pagos futuros mínimos y el valor presente neto de los contratos reconocidos en la adopción:

Pagos Mínimos por Arrendamiento, Obligaciones por Arrendamientos Financieros	Bruto	Interés	Valor Presente
Inferior a un año	$ 5.230.352	$ 648.077	$ 4.582.275
Posterior a un Año pero menor de Cinco Años	7.181.268	526.391	6.654.877
Total	**$ 12.411.620**	**$ 1.174.468**	**$ 11.237.152**

Adicionalmente se mantiene en el Estado de Resultados el gasto por arrendamientos de contratos de corto plazo (vigencia menor a 12 meses) que son exención de la NIIF 16, el detalle es el siguiente:

Rubro Estado de Resultados	Movimiento del 1 de enero al 31 diciembre de 2019
Gasto arrendamiento	
Edificios	$ 254.932
Otros	527.601
Total gasto arrendamiento contratos de corto plazo	**$ 782.533**

3.2. Políticas contables aplicables a los estados financieros de propósito general

Los presentes estados financieros separados siguen las mismas políticas y métodos contables de cálculo, aplicados en los estados financieros de cierre del ejercicio 2018. Excepto por las modificaciones derivadas de la entrada en vigencia de la NIIF 16.

3.2.1. Instrumentos financieros

3.2.1.1. Efectivo y otros medios de liquidez equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión, de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios en su valor.

3.2.1.2. Activos financieros

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías de medición: los que se miden al valor razonable y los que se miden al costo amortizado. Esta clasificación depende de si el activo financiero es un instrumento de deuda o de patrimonio.

3.2.1.2.1. Instrumento de deuda

Con la entrada en vigencia de la NIIF 9 a partir del 1 de enero de 2018 versión 2015, la clasificación de los activos financieros a costo amortizado se mantiene y la de activos financieros a valor razonable se amplía; la versión anterior correspondiente al 2014 solamente contemplaba activos financieros al valor razonable con cambios en resultados y la versión mencionada adiciona la clasificación de activos financieros al valor razonable con cambios en otro resultado integral.

(a) **Activos financieros al costo amortizado**

Un instrumento de deuda se clasifica como medido al "costo amortizado" sólo si los siguientes criterios se cumplen: el objetivo del modelo de negocio de la Compañía es mantener el activo para obtener los flujos de efectivo contractuales, y los términos contractuales dan lugar en fechas especificadas a recibir flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el capital pendiente de pago.

La naturaleza de los derivados implícitos en una inversión de deuda se considera para determinar si los flujos de efectivo de la inversión son únicamente pagos de capital e intereses, y en ese caso no se contabilizan por separado.

(b) **Activos financieros al valor razonable con cambios en otro resultado integral**

Los activos financieros que se mantienen para el cobro de flujos de efectivo contractuales y para vender los activos, donde los flujos de efectivo de los activos representan solo pagos de principal e intereses, y que no son designados al valor razonable con cambios en resultados, se miden al valor razonable con cambios en otro resultado integral. Los movimientos en el importe en libros se toman a través de otro resultado integral, excepto por el reconocimiento de ganancias o pérdidas por deterioro, ingresos por intereses y ganancias y pérdidas cambiarias en el costo amortizado del instrumento que se reconocen en el estado de resultados. Cuando el activo financiero se da de baja en cuentas, la ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en otro resultado integral se reclasifica de patrimonio al estado de resultados. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en "ingresos por intereses" utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

(c) **Activo financieros al valor razonable con cambios en resultados**

Los activos que no cumplen los requisitos para costo amortizado o valor razonable con cambios en otro resultado integral se miden al valor razonable con cambios en resultados. Una pérdida o ganancia en un instrumento de deuda que se mide posteriormente al valor razonable con cambios en resultados y no es parte de una relación de cobertura se reconoce en el estado de resultados para el periodo en el que surge, a menos que surja de instrumentos de deuda que fueron designados al valor razonable o que no son mantenidos para negociar. Los ingresos por intereses de estos activos financieros se incluyen en "ingresos por intereses" utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

3.2.1.2.2. Instrumento de patrimonio

Todos los instrumentos de renta variable se miden por su valor razonable. Los instrumentos de patrimonio que se mantienen para negociar se valoran a valor razonable con cambios en resultados. Para el resto de instrumentos de patrimonio, la Compañía puede realizar una elección irrevocable en el reconocimiento inicial para reconocer los cambios en el valor razonable con cargo a los otros resultados integrales en el patrimonio.

3.2.1.2.3. Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

Los derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra el contrato y son permanentemente remedidos a su valor razonable.

Si los instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas, se registran a su valor razonable a través del estado de resultados. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados como "otras ganancias/pérdidas, neto". Si son designados para cobertura el método para reconocer la ganancia o pérdida resultante de los cambios en los valores razonables de los derivados depende de la naturaleza del riesgo y partida que se está cubriendo.

La Compañía designa ciertos derivados como:

(a) Coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos (cobertura de valor razonable);

(b) Coberturas de un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocidos o de una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo) o

(c) Coberturas de inversiones netas en una operación en el extranjero (cobertura de inversión neta).

La Compañía documenta, al inicio de la cobertura, la relación entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos y estrategia de administración de riesgos que respaldan sus transacciones de cobertura. La Compañía además documenta su evaluación, tanto al comienzo de la cobertura como periódicamente, de si los derivados usados en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

El total del valor razonable de los derivados usados como cobertura se clasifica como activo o pasivo no corriente cuando el vencimiento del remanente de la partida cubierta es mayor a 12 meses, y se clasifica como activo o pasivo corriente cuando el vencimiento del remanente de la partida cubierta es menor a 12 meses. Los derivados que no son usados para cobertura o que son mantenidos para ser negociados se clasifican como activos o pasivos corrientes.

(a) **Coberturas de valor razonable**

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, y la ganancia o pérdida de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto ajustan el importe en libros de la partida cubierta y se reconocen en los resultados del período.

La ganancia o pérdida relacionadas con la porción efectiva de los derivados se reconoce en el estado de resultados como "gastos financieros", al igual que la porción inefectiva que también se reconoce en el estado de resultados, pero como "otras ganancias/ (pérdidas), neto".

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta, se amortiza en los resultados utilizando el método de interés efectivo, en el período remanente hasta su vencimiento.

(b) **Coberturas de flujos de efectivo**

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados como "otras ganancias/ (pérdidas), neto".

Los montos acumulados en el patrimonio neto se registran en el estado de resultados en los periodos en los que la partida cubierta los afecta (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos capitalizados son finalmente reconocidos en el costo de ventas cuando se venden los productos, si se trata de inventarios, o en la depreciación, si se trata de propiedades, planta y equipo.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de cobertura, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se producirá una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados como "otras ganancias/(pérdidas), neto".

(c) **Coberturas de inversión neta en el exterior**

Las coberturas de inversiones netas de operaciones en el exterior se contabilizan de manera similar a las coberturas de flujos de efectivo. Cualquier ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionada con la porción efectiva de la cobertura se reconoce en otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva de la cobertura se reconoce inmediatamente en resultados como "otras ganancias/pérdidas, neto".

Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio se transfieren al estado de resultados cuando la operación en el exterior se vende o se le da parcialmente de baja.

A la fecha de los presentes estados financieros la Compañía no tiene cobertura de inversiones en el exterior.

3.2.1.3. Pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican como medidos posteriormente al costo amortizado, excepto por los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados; esta clasificación aplica a los derivados constituidos para cubrir obligaciones que reflejan la estrategia que tiene la Compañía para cubrir los riesgos de mercado asociados a la tasa de interés o al tipo de cambio.

3.2.1.3.1. Deudas (Obligaciones financieras)

Las deudas se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción.

Las deudas se registran posteriormente a su costo amortizado; cualquier diferencia entre los fondos recibidos (neto de los costos de la transacción) y el valor de redención se reconoce en el estado de resultados durante el período del préstamo usando el método de interés efectivo.

Los costos incurridos para obtener las deudas se reconocen como costos de la transacción en la medida que sea probable que una parte o toda la deuda se recibirán. En este caso los honorarios se difieren hasta que el préstamo se reciba. En la medida que no haya evidencia de que sea probable que una parte o toda la deuda se reciba, los honorarios se capitalizan como gastos pagados por anticipado por servicios para obtener liquidez y se amortizan en el período del préstamo con el que se relacionan.

Los préstamos se clasifican en el pasivo corriente a menos que la Compañía tenga el derecho incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos 12 meses contados desde la fecha del balance.

Los costos de deudas generales y específicas directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial para estar preparados para su uso o venta previstos, se añaden al costo de dichos activos, hasta el momento en que los activos estén sustancialmente preparados para su uso o venta. Los ingresos por inversiones obtenidos en la inversión temporal de recursos obtenidos de deudas específicas que aún no se han invertido en activos cualificados se deducen de los costos por intereses susceptibles de capitalización. Todos los demás costos de deudas son reconocidos en el estado de resultados en el período en el cual se incurren.

3.2.1.4. Activos Financieros y Pasivos Financieros con Partes Relacionadas

Los créditos y deudas con partes relacionadas se reconocen inicialmente por su valor razonable más los costos de transacción directamente atribuibles. Con posterioridad al reconocimiento inicial, estos créditos y deudas se miden por su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. La amortización de la tasa de interés se reconoce en el estado de resultados como ingresos o costos financieros o como otros ingresos o gastos operativos, según cuál sea la naturaleza del activo o el pasivo que la origina.

3.2.1.5. Cuentas por pagar comerciales

Las cuentas por pagar comerciales son obligaciones de pago por bienes o servicios que se han adquirido de los proveedores en el curso ordinario de los negocios. Las cuentas por pagar se clasifican como pasivos corrientes, si el pago debe ser efectuado en un período de un año o menos (o en el ciclo normal de explotación de la empresa si es más largo). Si el pago debe ser efectuado en un período superior a un año se presentan como pasivos no corrientes.

Las cuentas por pagar comerciales se reconocen inicialmente a su valor razonable y la medición posterior es a su costo amortizado usando el método de interés efectivo.

3.2.1.6. Reconocimiento y medición

Compras y ventas convencionales de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, que es la fecha en la cual la Compañía se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos a recibir flujos de efectivo han vencido o se han transferido y la Compañía ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad.

En el reconocimiento inicial, la Compañía valora los activos financieros a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no se mide al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero. Los costos de transacción de activos financieros que se miden a su valor razonable con cambios en resultados se contabilizan directamente en la cuenta de resultados.

Las ganancias o pérdidas de un instrumento de deuda que se valora posteriormente a su valor razonable y no es parte de una relación de cobertura se reconocen en los resultados y se presentan en el estado de resultados dentro de “otras (pérdidas) / ganancias - neto” en el período en que se producen.

Las ganancias o pérdidas de un instrumento de deuda que se valora posteriormente a su costo amortizado y no forma parte de una relación de cobertura se reconocen en los resultados del período cuando el activo financiero se da de baja o se deteriora y a través del proceso de amortización utilizando el método de interés efectivo.

Posteriormente, la Compañía mide todos los instrumentos de patrimonio a valor razonable. Cuando la Gerencia haya elegido presentar ganancias o pérdidas de valor razonable no realizadas y realizadas y pérdidas en instrumentos de patrimonio en otros resultados integrales, no pueden ser registradas las ganancias y pérdidas de valor razonable en los resultados del ejercicio. Los dividendos de los instrumentos de patrimonio son reconocidos en los resultados, siempre y cuando representen un retorno de la inversión.

La Compañía debe reclasificar todos los instrumentos de deuda afectados cuando, y sólo cuando su modelo de negocio para la gestión de los activos financieros cambie.

3.2.1.7. Compensación de instrumentos financieros

Activos y pasivos financieros se compensan y su monto neto se presenta en el estado de situación financiera cuando existe un derecho legalmente exigible de compensar los importes reconocidos y la Gerencia tenga la intención de liquidar la cantidad neta o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

3.2.1.8. Valores razonables de inversiones

Los valores razonables de las inversiones con cotización bursátil se basan en su precio de cotización vigente. Si el mercado para un instrumento financiero no es activo (o el instrumento no cotiza en bolsa) la Compañía establece su valor razonable usando técnicas de valuación apropiadas a las circunstancias.

Estas técnicas incluyen el uso de los valores observados en transacciones recientes efectuadas bajo los términos de libre competencia, la referencia a otros instrumentos que son sustancialmente similares, análisis de flujos de efectivo descontados y modelos de opciones haciendo máximo uso de información de mercado y depositando el mayor grado de confianza posible en información interna específica de la entidad.

3.2.2. Inventarios

Las existencias de inventarios incluyen los materiales sobre los que se han adquirido los riesgos y los beneficios típicos de la propiedad, en estas clasificaciones se encuentran materiales y combustibles.

Los inventarios se muestran en el activo corriente en los estados financieros, incluso si se realizan después de 12 meses, en la medida en que se considera que pertenecen al ciclo de funcionamiento ordinario.

El costo de los inventarios está compuesto por el costo de compra, y todos los costos directa o indirectamente atribuibles al inventario, por ejemplo: transporte, los derechos de aduana, seguros, impuestos indirectos no recuperables, etc. y neto de los descuentos, bonificaciones y primas de carácter comercial.

El costo se mide de acuerdo con el método "promedio ponderado", que considera las unidades de un artículo comprado en diferentes fechas y a diferentes costos, pertenecientes a un conjunto en el que las compras individuales ya no son identificables, pero igualmente disponibles.

El costo promedio ponderado debe incluir cargos adicionales, por ejemplo: costos por fletes marítimos, gastos de aduanas, seguros, etc. imputables y que se refiere a las adquisiciones durante el período.

El costo de los inventarios puede no ser recuperable si los inventarios están dañados, si se encuentran parcial o totalmente obsoletos, o por baja rotación.

Los materiales obsoletos son entendidos como aquellos que no se espera que sean vendidos o utilizados en el ciclo de funcionamiento ordinario de la Compañía, tales como, por ejemplo, chatarra y materiales tecnológicamente fuera de fecha. Se considera como materiales de lento movimiento los excedentes a un nivel de stock que puede considerarse razonable, de acuerdo con el uso normal esperado en el ciclo de funcionamiento ordinario. Los inventarios obsoletos y de lento movimiento tienen la posibilidad de uso o realización, que algunos casos representan su valor como venta de chatarra.

Los elementos de inventario que son consumidos en mantenimientos afectan los resultados de la Compañía.

A la fecha de presentación de los estados financieros, el importe de los inventarios no supera su importe recuperable.

3.2.3. Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades discontinuadas

La Compañía clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta la propiedad, planta y equipo, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable.

Estos activos o grupos sujetos a ser desapropiados se llevan al menor entre el importe en libros y el valor razonable menos los costos hasta la venta, y dejan de amortizarse o depreciarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el estado de situación financiera de la siguiente forma: Los activos en una única línea denominada "Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta" y los pasivos también en una única línea denominada "Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta".

A su vez, la Compañía considera actividades discontinuadas a las líneas de negocio significativas y separables que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta, incluyendo, en su caso, aquellos otros activos que junto con la línea de negocio forman parte del mismo plan de venta. Así mismo, se consideran actividades discontinuadas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

Los resultados después de impuestos de las actividades discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada "Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas".

A la fecha de presentación de estos estados financieros de propósito general la Compañía no posee activos no corrientes mantenidos para la venta ni actividades discontinuadas.

3.2.4. Inversiones en subsidiarias

Una subsidiaria es una entidad controlada por la Compañía, el control existe cuando se tiene el poder para dirigir las actividades relevantes de la subsidiaria, que generalmente son las actividades de operación y financiación con el propósito de obtener beneficios de sus actividades y está expuesta, o tiene derecho, a los rendimientos variables de ésta.

Las inversiones en subsidiarias se registran inicialmente al costo y posteriormente se aplica el método de participación en los estados financieros separados de la Compañía según lo establecido en el Decreto 2420 de 2015 adicionado por el Decreto 2496 de 2015 y modificado por los Decretos 2131 de 2016 y 2170 de 2017.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a la Compañía conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación". La medición del método de participación se evalúa de acuerdo con la materialidad de las cifras y teniendo en cuenta la participación en cada subsidiaria.

3.2.5. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Una asociada es una entidad sobre la cual la Compañía 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 la Compañía 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 la Compañía 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.

Control conjunto: Es el reparto del control contractualmente decidido de un acuerdo, que existe solo cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

La Compañía actualmente tiene acuerdos conjuntos del tipo operación controlada conjuntamente representados en fideicomisos. 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.

A la fecha de emisión de los estados financieros la Compañía no tiene registrado ningún crédito mercantil generado en inversiones en asociadas y acuerdos conjuntos.

Las inversiones en asociadas o negocios conjuntos se miden en los estados financieros individuales al costo, para el caso del acuerdo conjunto del tipo de operación controlada conjuntamente representados en fideicomisos se mide a valor razonable.

3.2.6. Activos Intangibles

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran al costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso. La Compañía evalúa en el reconocimiento inicial si la vida útil de los activos intangibles es definida o indefinida y el período de amortización, el cual es revisado al final de cada ejercicio.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en la política de deterioro de valor de los activos.

(a). Gastos de investigación y desarrollo

La Compañía sigue la política de registrar como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas. Los gastos de investigación se reconocen directamente en los resultados del ejercicio.

(b). Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos y derechos. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por el costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran al costo neto de la correspondiente amortización acumulada y las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Las vidas útiles en promedio utilizadas para la amortización son:

	Rango de años de vida útil estimada	
Concepto	**2019**	**2018**
Derechos *	20-50	20-50
Costos de desarrollo	1-5	1-5
Licencias	1-5	1-5
Programas informáticos	1-5	1-5
Otros activos identificables	1-5	1-5

(*) Hacen referencia a los derechos que la Compañía tiene registrados para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco. Su amortización se reconoce por el método de línea recta. De igual forma en este rubro se clasifica la prima de estabilidad jurídica para el Quimbo la cual permite obtener beneficios tributarios por las inversiones realizadas en esta central; esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo a la vigencia de los beneficios tributarios.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de propiedad, planta y equipo se reconocen como otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta, el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente.

A la fecha de los presentes estados financieros la Compañía no posee activos intangibles con vida útil indefinida.

3.2.7. Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo se reconocen inicialmente por su costo de adquisición y, posteriormente, se valoran al costo neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado.

Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

» Los costos por intereses generales y específicos que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que necesariamente requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar preparados para el uso previsto o la venta, se añaden al costo de esos activos, hasta que llega el momento en que los activos están sustancialmente preparados para el uso que se pretende o la venta. La Compañía define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.

» Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso.

» Los desembolsos futuros a los que la Compañía deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. La Compañía revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

» Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales para proyectos nuevos, así como tasas de descuento a utilizar.

» Son componentes de propiedad, planta y equipo las piezas de repuesto cuando cumplen con las características de reconocimiento de los activos, estas piezas no hacen parte del inventario de materiales

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba, es decir cuando se encuentran disponibles para su uso y en las condiciones previstas por la gerencia.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad, eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor costo de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien, o su capacidad económica, se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los desembolsos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se registran directamente en el estado de resultados como costo del periodo en que se incurren.

La Compañía, con base al resultado de las pruebas de deterioro considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

La propiedad, planta y equipo, neto en su caso del valor residual, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que la Compañía espera utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva. A la fecha de presentación de estos estados financieros, la Compañía no considera significativo el valor residual de sus activos fijos.

Las siguientes son las principales clases de propiedad, planta y equipo junto a sus respectivas vidas útiles estimadas:

	Rango de años de vida útil estimada	
Clases de propiedad, planta y equipo	**2019**	**2018**
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	20-85	20-85
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	20-35	20-35
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	19-40	19-40
Edificios	20-85	20-85
Instalaciones fijas, accesorios y otras	5-35	5-35
Arrendamientos financieros		
Edificios	2-5	2-5
Instalaciones fijas y otras (vehículos)	2-3	2-5

La Compañía definió que los predios inundados ubicados en las centrales de generación hidráulica son depreciables porque no tienen un uso específico luego de la finalización de la vida útil de la central, por lo anterior su costo se deprecia dentro de la línea de plantas, ductos y túneles a 74 años. Así mismo se definió que a partir de las exigencias ambientales establecidas en el Decreto 1076 de 2015 aplicable al Quimbo, existe una obligación de desmantelamiento para la casa de máquinas, en un tiempo que la Compañía ha estimado, en el escenario más conservador, de 50 años. (Ver Nota 15).

El exceso de la depreciación fiscal sobre la contable genera un efecto tributario que se registra como un impuesto diferido pasivo.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de propiedad, planta y equipo se reconocen como otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta, el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente

3.2.8. Deterioro de los activos

(a). Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos).

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existen indicadores de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicador se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

En la Compañía todos los activos operan de manera integral y no pueden considerarse los flujos de efectivo de una central independiente del resto de los activos de generación; por lo anterior se toma como Unidad Generadora de Efectivo UGE la Compañía en su totalidad.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación de la propiedad, planta y equipo, de la plusvalía, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Compañía en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Compañía prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras. Estas proyecciones cubren, en general, los próximos diez años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector que se trate. Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores, son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su monto recuperable, aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el ajuste contable. En el caso de la plusvalía, los ajustes contables que se hubieran realizado no son reversibles.

A la fecha de los estados financieros la Compañía no tiene registro de deterioro por propiedades planta y equipo e Intangibles

(b). Activos financieros

La Compañía determina la perdida crediticia esperada en todos sus títulos de deuda, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, ya sea por 12 meses o por el tiempo de vida de los activos, 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.

La pérdida crediticia esperada se determinará periódicamente aplicando los modelos definidos por el grupo de la siguiente manera:

Modelo simplificado individual

Este modelo realiza un cálculo de manera homogénea y consistente a cada una de las contrapartes que componen la cartera comercial. Dado que la Compañía gestiona su cartera comercial de manera individual, el grupo definió que la forma más adecuada de gestionar la expectativa de riesgo de crédito para la Compañía es realizando una evaluación individual a cada una de las contrapartes con las que la Compañía tiene transacciones producto de sus operaciones comerciales.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cartera facturada y estimada para cada contraparte, multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de Incumplimiento (PD): Puede ser provista por un proveedor externo si está disponible, o mediante la evaluación de los estados financieros de la contraparte; en caso de no contar con una PD especifica por los mecanismos antes mencionados, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará la calificación país menos tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

Pérdida dado el Incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará el modelo de Basilea II.

Modelo general colectivo

Bajo este modelo se evalúan todos los otros activos financieros diferentes a las cuentas por cobrar comerciales, que están en el alcance de la NIIF 9. Este modelo agrupa las contrapartes en cuatro categorías definidas por el grupo:

» Administraciones públicas.

» Contrapartes institucionales.

» Préstamos a empleados y

» Otros activos.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cada categoría multiplicándola por las siguientes variables:

Probabilidad de Incumplimiento (PD): Se determina de acuerdo con los lineamientos de grupo para cada categoría que consideran la calificación de la Compañía, de la entidad financiera y del país, en algunos casos deduciendo de la última tres categorías (notches). Si se cuenta con indicios de deterioro, los mismos se reflejarán en esta variable, llegando al cien por ciento en los casos que así lo ameriten.

Pérdida dado el Incumplimiento (LGD): Es el porcentaje de pérdida que se generaría si se materializa el incumplimiento, se calcula por diferencia con la tasa de recuperación estimada, en caso de no contar con una LGD específica, de acuerdo con los lineamientos de grupo se empleará el modelo de Basilea II.

3.2.9. Arrendamiento

Política aplicada para 2018

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, la Compañía analizó el fondo económico del acuerdo, evaluando si el cumplimiento del contrato depende del uso de un activo específico y si el acuerdo transfiere el derecho de uso del activo. Si se cumplen ambas condiciones, se separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados al acuerdo.

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

Los arrendamientos financieros en los que la Compañía actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

Política aplicada para 2019

A partir del 1 de enero de 2019 entró en vigencia la NIIF 16 arrendamientos, en su aplicación la Compañía realiza la evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento. La norma establece criterios específicos para el arrendador y el arrendatario.

Arrendatario

La NIIF 16 establece principios de medición, reconocimiento, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios evalúen los siguientes parámetros bajo un modelo único de arrendamiento financiero.

Un contrato contiene un arrendamiento si transfiere el derecho a controlar el activo identificado, a cambio de una contraprestación. Por lo anterior los siguientes parámetros establecen la transferencia de control:

» Debe existir un activo identificado en el arrendamiento.

» El arrendatario debe tener el derecho a obtener sustancialmente los beneficios económicos por el uso del activo a lo largo del periodo de uso.

» El arrendatario tiene el derecho a dirigir como y para que propósito debe ser utilizado el activo a lo largo del periodo de uso. Esto se determina si:

- El arrendatario opera el activo a lo largo del periodo de uso, sin que el proveedor tenga el derecho a cambiar las instrucciones de operación o,
- El arrendatario diseñó el activo de tal forma que predetermina el propósito de uso de este a lo largo del periodo de utilización.

En caso de no cumplirse los parámetros mencionados anteriormente, los contratos no constituirán un arrendamiento bajo los parámetros establecidos en la NIIF 16.

Si se configura un arrendamiento financiero, el arrendatario debe reconocer al inicio del contrato los activos por derechos de uso y pasivos por arrendamiento financiero.

La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para arrendatarios:

» Arrendamientos de activos de "bajo valor"

» Arrendamientos a corto plazo (es decir, arrendamientos con un plazo de 12 meses o menos)

En este caso se reconocen en el estado resultados, y no hay lugar a activos por uso, ni pasivos por arrendamiento.

El pasivo por arrendamiento es medido al valor presente de los pagos no cancelables, durante el plazo pactado en el contrato; descontados usando la tasa de interés implícita en el arrendamiento, o la tasa de interés incremental en la fecha de inicio. Posteriormente, se requiere que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar los pagos). Se reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo por arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso.

Los activos por derecho de uso se miden en el momento inicial al costo, que comprende: i) El pasivo por arrendamiento, ii) los pagos por arrendamiento realizados antes o a partir de la fecha de comienzo, menos los incentivos de arrendamiento recibidos, iii) los costos directos iniciales incurridos por el arrendatario y iv) una estimación de los costos a incurrir por el arrendatario por desmantelamiento o restauración del activo.

Los activos por derecho de uso se deprecian de forma lineal durante el plazo más corto entre el plazo del contrato de arrendamiento y la vida útil estimada de los activos.

Se debe reconocer por separado el gasto de intereses, del pasivo por arrendamiento y el gasto por depreciación, del activo por derecho de uso.

Arrendador

Un arrendador clasifica los arrendamientos como operativos o financieros. Un arrendamiento se clasifica como financiero, cuando se transfieren sustancialmente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente. En caso que no se transfieran los riesgos y ventajas asociados al activo subyacente, el arrendamiento será considerado como operativo.

Arrendamientos Financieros

Al inicio del contrato el arrendador reconoce los activos que tiene en arrendamiento y los presenta como una cuenta por cobrar por un valor igual a la inversión neta del arrendamiento.

Cuando un arrendador es fabricante o distribuidor reconoce los ingresos de actividades ordinarias por el valor razonable de los activos subyacentes entregados en arrendamiento descontados a una tasa de interés de mercado. De igual forma reconoce el costo de ventas por el costo o el valor en libros si es distinto del activo subyacente.

Arrendamientos Operativos

El arrendador reconoce los ingresos de forma lineal por los pagos recibidos correspondientes al arrendamiento de los activos subyacentes.

Los activos subyacentes sujetos a ser arrendados, se reflejan en el estado de situación financiera de acuerdo a la naturaleza de los activos subyacentes.

3.2.10. Provisiones, pasivos y activos contingentes

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para la Compañía, cuyo monto y momento de cancelación son inciertos, se registran en el estado de situación financiera como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Compañía tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas en cada cierre contable posterior.

Como parte de las provisiones, la Compañía incluye la mejor estimación de los riesgos por litigios civiles, laborales y fiscales, por lo que no se espera que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados; dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar una fecha cierta de cancelación de la obligación estimada. Al evaluar la probabilidad de pérdida se debe considerar la evidencia disponible, la jurisprudencia y la evaluación de jurídica.

Los riesgos por litigios civiles y laborales que se consideran eventuales se revelan en las notas a los estados financieros (Ver Nota 15).

Un activo contingente se da por la ocurrencia, o la no ocurrencia, de uno o más eventos inciertos en el futuro, que no están enteramente bajo el control de la entidad. Se revela cuando sea probable la entrada de beneficios; si la realización del ingreso es prácticamente cierta, se reconoce en los estados financieros. La Compañía se abstendrá de reconocer cualquier activo de carácter contingente.

3.2.11. Impuestos

Comprende el valor de los gravámenes de carácter general obligatorio a favor del Estado y a cargo de la Compañía, por concepto de las liquidaciones privadas que se determinan sobre las bases impositivas del período fiscal, de acuerdo con las normas tributarias del orden nacional y territorial que rigen en los sitios donde opera la Compañía.

3.2.11.1. Impuesto sobre la renta y complementarios e impuesto diferido

El gasto por impuesto a las ganancias del período, comprende el impuesto sobre la renta, y el impuesto diferido; que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén vigentes cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del periodo sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa vigente. Al 31 diciembre de 2019 a la tarifa del 33%, por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo a la normatividad tributaria

vigente con el objeto de relacionar adecuadamente los ingresos del período, con sus costos y gastos correspondientes, y se registra por el monto del pasivo estimado.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

a. No es una combinación de negocios y;

b. en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales la Compañía pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

La Ley 1943 de 2018 modificó la tarifa del impuesto de renta a partir del año gravable 2019 definiendo las siguientes tarifas: 2019 al 33%, 2020 al 32%, 2021 al 31%, 2022 y siguientes al 30%, la cual recae sobre las utilidades gravables obtenidas durante cada año. De igual forma, la Ley 2010 de 2019 ratificó las tarifas señaladas. El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido crédito o débito respectivamente a las tasas de impuestos vigentes cuando se reviertan las diferencias (33% para el 2019, 32% para el 2020, 31% para el 2021 y 30% a partir del 2022), siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro y además para el activo, que en ese momento se generará suficiente renta gravable.

El gasto por impuesto sobre la renta se contabiliza de conformidad con la NIC 12 "Impuesto a las ganancias".

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados o en rubros de patrimonio total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro "Gasto por impuestos a las ganancias", salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

El impuesto sobre la renta se presenta neto, luego de deducir los anticipos pagados y las retenciones en la fuente a favor.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se presentan en forma neta en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

3.2.11.2. Impuesto a las ventas

La generación de energía eléctrica no está gravada con el impuesto a las ventas (IVA), pero la Compañía adicional presta servicios tales como: alquiler o arrendamientos de equipos, mantenimientos de equipos, venta de chatarra, arrendamiento de predios, entre otros servicios gravados a tarifa general del 19%, con excepción de los servicios prestados a entidades del estado, en cuyo caso la tarifa aplicable es la vigente en la fecha de la resolución o acto de adjudicación, o suscripción del respectivo contrato.

El tratamiento del impuesto a las ventas (IVA), en las compras de bienes y servicios se registra como mayor valor del costo o gasto.

a. Los equipos que se alquilan y prestan el servicio de mantenimientos son de media como: medidores y módems.

b. Los predios que se arriendan son:

- Vía Central Cartagena.
- Lote Ubalá – Guadualito
- Lote estaciones Hidrológicas
- Suite D115 Campamento Mambita.

3.2.12. Beneficios a empleados

(a). Pensiones

La Compañía tiene compromisos por pensiones, tanto de prestación definida como de aportación definida, que están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones. Para los planes de prestación definida, la Compañía registra el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados, a la fecha de los estados financieros, se cuenta con estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada; los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones, son reconocidos inmediatamente, los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas. La Compañía no posee activos afectos a estos planes.

(b). Otras obligaciones posteriores a la relación laboral

La Compañía otorga a sus empleados retirados por pensión, beneficios de auxilio educativo, auxilio de energía y auxilio de salud. El derecho a los beneficios mencionados depende generalmente de que el empleado hubiese trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente o cuando la casa matriz lo requiera, por actuarios independientes y calificados.

La retroactividad de las cesantías, consideradas como beneficios post empleo, se liquida a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen, se liquida esta prestación social por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado. (En este último caso sólo a un número reducido de trabajadores y 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.

La Compañía implementó un plan de retiro voluntario que dentro de sus beneficios contempla una renta temporal para los empleados que se acogieron al mismo y que les falta menos de diez años para tener derecho a la pensión por vejez; el beneficio consiste en el pago mensual entre el 70% y el 90% del salario de una prestación económica, desde el momento de la terminación del contrato de trabajo por mutuo acuerdo y hasta cuatro (4) meses después de que el trabajador cumpla el requisito de edad establecido a la fecha en la Ley para acceder a la pensión de vejez (62 años hombres, 57 años mujeres), estos pagos se harán mediante los recursos colocados por la Compañía en una cuenta de un fondo privado y asignados a cada

empleado que se acogió al plan; se le ha dado el tratamiento de un beneficio post empleo dado que es responsabilidad de la Compañía suministrar los recursos adicionales que se requieran al fondo para cubrir esta obligación o recibir el reintegro en caso de haber excedentes.

La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

(c). Beneficios de largo plazo

La Compañía reconoce a sus empleados activos beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos.

Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente o cuando la matriz lo requiera, por actuarios independientes calificados.

(d). Beneficios por créditos a empleados

La Compañía concede a sus empleados créditos a tasas inferiores a las de mercado, razón por la cual, se calcula el valor presente de los mismos descontando 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, con cargo a las cuentas por cobrar. El beneficio se amortiza durante la vida del préstamo como mayor valor de los gastos por personal y las cuentas por cobrar se actualizan al costo amortizando reflejando su efecto financiero en el estado de resultados.

3.2.13. Estimación del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, la Compañía utiliza las técnicas de valoración entre las que se destacan las utilizadas para las obligaciones financieras que se registran al valor razonable en el momento de su desembolso, como contractualmente se han definido, de acuerdo a un mercado activo para pasivos con características similares; en ambos casos (activos y pasivos) con los datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos;

Nivel 2: Datos de entrada diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de

nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo "Bloomberg"; y

Nivel 3: Datos de entrada para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (datos de entrada no observables).

Al medir el valor razonable la Compañía tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

» Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso;

» Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la Compañía;

» En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

3.2.14. Conversión de moneda extranjera

(a). Moneda funcional y moneda de presentación

Las partidas incluidas en los estados financieros se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (pesos colombianos).

Los estados financieros son presentados en "Pesos Colombianos" que a la vez es la moneda funcional y la moneda de presentación de la Compañía. Sus 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.

(b). Transacciones y saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza la Compañía en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el ejercicio, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados.

Asimismo, al cierre de cada ejercicio, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 31 de diciembre 2019 y 31 de diciembre de 2018 de $3.277,14 y $3.249,75 por US$1 y $3.678,59 y $3.714,95 por 1 Euro.

3.2.15. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

La Compañía presenta en su Estado de Situación Financiera los activos y pasivos clasificados en corrientes y no corrientes, una vez excluidos los activos disponibles para la venta al igual que los pasivos disponibles para la venta. Los activos son clasificados como corrientes cuando se pretenden realizar, vender o consumir durante el ciclo normal de las operaciones de la Compañía o dentro de los siguientes 12 meses después del período del que se informa, todos los demás activos son clasificados como no corrientes. Los pasivos corrientes son los que la Compañía espera liquidar dentro del ciclo normal de operación o dentro de los siguientes 12 meses después del período del que se informa, todos los demás pasivos se clasifican como no corrientes. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes, en todos los casos.

3.2.16. Reconocimiento de Ingresos

La Compañía aplica un modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes basado en 5 etapas que son:

Etapa 1: Identificar el contrato o contratos con clientes.

Etapa 2: Identificar las obligaciones de desempeño en el contrato.

Etapa 3: Determinar el precio de la transacción.

Etapa 4: Asignar el precio de la transacción entre las obligaciones de desempeño del contrato.

Etapa 5: Reconocer el ingreso de actividades ordinarias cuando (o a medida que) la entidad satisface una obligación de desempeño.

El modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes, contempla lo siguiente:

(a). Enfoque de cartera:

Con el objetivo de identificar los bienes y/o servicios prometidos en los contratos con clientes la Compañía aplica la solución práctica que permite agruparlos en "Categorías o Clúster" cuando poseen características similares en los términos y condiciones contractuales.

Estas categorías son determinadas utilizando las siguientes tipificaciones: a) Tipo de bienes o servicios ofrecidos (electricidad, servicios de valor añadido); b) Tipología de mercado (regulado, no regulado); o c) Tipo de cliente (tamaño, tipo, sector).

(b). Contratos con múltiples bienes y/o servicios:

Se configura un contrato con múltiples bienes y servicios, cuando la Compañía identifica varias obligaciones de desempeño en la transferencia de bienes y/o servicios ofrecidos a los clientes, y estas se satisfacen de manera independiente.

(c). Satisfacción de las obligaciones de desempeño:

La satisfacción de las obligaciones de desempeño de acuerdo al patrón de transferencia del control de los bienes y/o servicios comprometidos a los clientes, se realiza:

» A lo largo del tiempo.

» En un punto del tiempo.

Se satisfacen las obligaciones de desempeño a lo largo del tiempo cuando:

» El cliente consume de forma simultánea los beneficios proporcionados por el desempeño de la entidad a medida que la Compañía los realiza.

» El desempeño de la Compañía crea o mejora un activo que el cliente controla a medida que se crea o mejora.

» El desempeño de la Compañía crea o mejora un activo con un uso alternativo para la misma. La Compañía tiene el derecho exigible al pago del desempeño que haya completado a la fecha.

El ingreso se reconoce de acuerdo con la medición de la satisfacción de las obligaciones de desempeño. La medición de la satisfacción de las obligaciones de desempeño a lo largo de tiempo se realiza mediante dos tipos de métodos:

» Métodos de Producto: Se realizan con base en mediciones directas de los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes.

» Métodos de Recursos: Se realizan en relación con los recursos totales esperados.

(d). Contraprestaciones variables:

Si la contraprestación prometida en un contrato incluye un importe variable, la Compañía estimará el importe de la contraprestación a la cual tendrá derecho a cambio de la transferencia de bienes y/o servicios comprometidos con los clientes.

(e). Contratos con modificaciones:

Estos se configuran cuando se presentan cambios en el alcance o en el precio aprobados por las partes, que crean nuevos derechos y obligaciones exigibles en el contrato a cambio de los bienes y o servicios ofrecidos a los clientes.

(f). Consideración como principal o agente:

Cuando se encuentre involucrado un tercero en proporcionar bienes y/o servicios a un cliente, la Compañía deberá determinar si el compromiso de cumplir con las obligaciones de desempeño está a su cargo o a cargo de una tercera parte. En caso que la Compañía controle los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes y satisfaga las obligaciones de desempeño por sí misma, esta actúa como principal. En caso contrario actúa como agente.

Cuando la Compañía controla y satisface las obligaciones de desempeño con los clientes actúa como principal y reconoce como ingreso el importe bruto de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de los bienes y/o servicios transferidos. Cuando el control y satisfacción de las obligaciones desempeño están a cargo de una tercera parte; la Compañía actúa como agente y reconoce los ingresos por el importe neto de la contraprestación que tiene derecho.

Costos del contrato:

Se podrá reconocer un activo por los costos de obtener o cumplir un contrato.

Activos y pasivos contractuales:

La Compañía reconocerá un activo contractual y un pasivo contractual, en la medida que se presentan las siguientes circunstancias en el suministro de bienes y servicios:

» Activo contractual: Se presenta como el derecho que tiene la Compañía a una contraprestación a cambio del suministro de bienes y/o servicios transferidos a los clientes, cuando ese derecho está condicionado por algo distinto al paso del tiempo.

» Pasivo del contrato: Corresponde a la obligación que tiene la Compañía de transferir bienes y/o servicios a los clientes, por los que la Compañía ha recibido una contraprestación por parte de los clientes.

3.2.17. Reconocimiento de costos y gastos

a Compañía reconoce sus costos y gastos en la medida en que ocurran los hechos económicos en forma tal que queden registrados sistemáticamente en el periodo contable correspondiente, independiente del flujo de recursos monetarios o financieros. Los gastos están conformados por las erogaciones que no clasifican para ser registradas como costo o como inversión.

Dentro de los costos se incluyen las compras de energía, combustibles, costos de personal o terceros directamente relacionados con la venta o prestación de servicios, mantenimiento de los activos, costos del sistema de transmisión depreciaciones, amortizaciones, entre otros.

Dentro de los gastos se incluyen, impuestos, servicios públicos, entre otros. Todos ellos incurridos por los procesos responsables de la venta o prestación de los servicios.

Se incluyen como inversión, aquellos costos directamente relacionados con la formación o adquisición de un activo que requiere un período sustancial de tiempo para ponerlo en condiciones de utilización y venta.

Se capitalizan como construcciones en curso costos de personal directamente relacionado con la construcción de proyectos, costos por intereses de la deuda destinada a financiar proyectos y costos de mantenimientos mayores que aumentan la vida útil de activos existentes, entre otros.

3.2.18. Capital social

Las acciones comunes con o sin dividendo preferente se clasifican en el patrimonio.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones u opciones se muestran en el patrimonio como una deducción del monto recibido neto de impuestos.

3.2.19. Reservas

Se registran como reservas las apropiaciones autorizadas por la Asamblea General de Accionistas, con cargo a los resultados del año para el cumplimiento de disposiciones legales o para cubrir los planes de expansión o necesidades de financiamiento.

La disposición legal que contempla la constitución de reservas aplicables a la Compañía es la siguiente:

» El Código de Comercio exige a la Compañía a apropiar el 10% de sus utilidades netas anuales determinadas bajo las normas contables locales como reserva legal hasta que el saldo de esta reserva sea equivalente al 50% del capital suscrito. La reserva legal obligatoria no es distribuible antes de la liquidación de la Compañía, pero puede utilizarse para absorber o reducir pérdidas netas anuales. Son de libre disponibilidad para los accionistas los saldos de la reserva en exceso del 50% del capital suscrito.

» Hasta el 2016, el artículo 130 del estatuto tributario, contemplaba la apropiación de las utilidades netas equivalentes al 70% del mayor valor de la depreciación fiscal sobre la depreciación contable, calculada bajo normas contables locales. Este artículo fue derogado por la ley 1819 del 2016 en el artículo 376; por lo anterior a partir del 2017 no se apropia esta reserva, pero se mantienen las reservas de años anteriores.

3.2.20. Utilidad por acción

La utilidad básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia neta del periodo atribuible a los accionistas de la Compañía y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de las mismas en circulación durante dicho periodo, una vez efectuada la apropiación de los dividendos preferentes correspondientes a 20.952.601 acciones al 31 de diciembre de 2019 del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. Los dividendos preferentes tienen un valor de US$0,1107 por acción (*).

(*) cifras expresadas en dólares completos

3.2.21. Distribución de dividendos

Las leyes mercantiles de Colombia establecen que, una vez efectuadas las apropiaciones para la reserva legal, reserva estatutaria u otras reservas y el pago de impuestos, se distribuirá el remanente entre los accionistas, de acuerdo con el proyecto de distribución de acciones presentado por la administración de la Compañía y aprobado por la Asamblea General. El pago del dividendo se hará en dinero efectivo, en las épocas que acuerde la Asamblea General al decretarlo y a quien tenga la calidad de accionista al tiempo de hacerse exigible cada pago.

Cuando corresponda absorber pérdidas, estas se enjugarán con las reservas que hayan sido destinadas especialmente para ese propósito y, en su defecto, con la reserva legal. Las reservas cuya finalidad fuere la de absorber determinadas pérdidas no se podrán emplear para cubrir otras distintas, salvo que así lo decida la Asamblea General.

Al cierre de ejercicio se determina el monto de la obligación con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro "cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" y en el rubro "cuentas por pagar a entidades relacionadas", según corresponda, con cargo al patrimonio total. Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor valor del "patrimonio total" en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en primera instancia es por la Junta Directiva de la Compañía y en segunda instancia la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

3.2.22. Segmentos de operación

Un segmento de operación es un componente de una entidad:

(a) que desarrolla actividades de negocio de las que puede obtener ingresos de las actividades ordinarias e incurrir en gastos (incluidos los ingresos de las actividades ordinarias y los gastos por transacciones con otros componentes de la misma entidad).

(b) cuyos resultados de operación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento; y

(c) sobre el cual se dispone de información financiera diferenciada.

La Compañía para todos sus efectos, de acuerdo a los lineamientos de la NIIF 8 cuenta con un solo segmento de operación asociado al negocio de energía; sin embargo, la Compañía registra operaciones en el negocio de gas, pero a la fecha el monto de las transacciones de esta línea de negocio no es representativo, por lo tanto, no se considera como un segmento independiente.

4. Efectivo y equivalente de efectivo, neto

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Saldos en bancos (1)	$ 226.040.670	$ 533.257.546
Depósitos a corto plazo (2)	40.000.000	29.000.000
Otro efectivo y equivalentes al efectivo	17.633.870	72.467.674
Encargos fiduciarios y carteras colectivas(3)	17.663.370	72.562.744
Deterioro efectivo y equivalentes al efectivo	(29.500)	(95.070)
Efectivo en caja	204	41.945
	$ 283.674.744	**$ 634.767.165**

El detalle equivalente en pesos por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente (Ver Nota 31):

Detalle por Moneda	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Pesos Colombianos	$ 280.236.362	$ 633.033.189
Dólares Americanos	3.438.382	1.723.305
Euros	-	10.671
	$ 283.674.744	**$ 634.767.165**

(1) La variación en los bancos corresponde a: i) Recaudo $4.022.465.410 ii) pagos (energía, costos variables, O&M, capex, combustibles, seguros, remuneraciones) por ($2.236.276.594), iii) pago de dividendos en enero, mayo y octubre por ($696.571.125), iv) pago intereses ($268.558.400), v) impuesto de renta e IVA sobre regalías ($485.061.717) y vi) pago de bonos por ($596.900.000) vii) pago crédito club deal BBVA ($150.000.000), viii) otros (rendimientos, compensación derivados, otros) $103.685.550.

(2) Los depósitos a corto plazo corresponden a certificados de depósito a término fijo (CDT´s) que vencen en un plazo igual o inferior a 90 días desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo.

Al 31 de diciembre de 2019 el saldo corresponde a:

Banco		Monto	Tasa FN	Días	Inicio	Vencimiento	Concepto
Itau	$	40.000.000	4.44%	90	15-oct-19	15-ene-20	Bonos
Total	**$**	**40.000.000**					

Al 31 de diciembre de 2018 el saldo corresponde a:

Banco		Monto	Tasa EA	Días	Inicio	Vencimiento	Concepto
Colpatria	$	29.000.000	4.39%	90	16-oct-18	16-ene-19	Bonos
Total	**$**	**29.000.000**					

(3) Los encargos fiduciarios y carteras colectivas corresponden a operaciones habituales de adiciones y disminuciones que realiza diariamente la tesorería a estas entidades, con el fin de canalizar los recursos procedentes del recaudo. A continuación, se detallan a cierre de diciembre de 2019:

Entidad Financiera	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Credicorp Capital-Fonval	$ 11.138.234	$ 3.085.158
BBVA Fiduciaria- Fondo Efectivo Clase G	4.914.875	463.046
Alianza Fiduciaria-Fondo Abierto Alianza	784.690	11.299.727
Corredores Asociados Interés Derivex	361.122	463.089
Corredores Asociados Interés	221.627	9.175.749
Valores Bancolombia –Renta liquidez	135.067	343.157
Fiduciaria Corficolombiana- Confianza Plus	107.755	104.060

Entidad Financiera	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Fiduciaria Corficolombiana-Valor Plus I-Vía Perimetral (a)	-	47.440.163
BBVA Fiduciaria País	-	185.047
Fiduciaria Bogotá Sumar	-	3.548
	$ 17.663.370	**$ 72.562.744**

(a) Cartera constituida para atender las obligaciones de construcción de la vía perimetral para la zona de influencia de la central El Quimbo, anteriormente llamada Cartera colectiva QB.

Al 31 de diciembre de 2019 corresponde a la cancelación de la Fiducia Corficolombiana Valor Plus Vía Perimetral correspondiente a la hidroeléctrica El Quimbo, sin embargo, los compromisos adquiridos por la Compañía se llevarán a cabo de acuerdo con lo establecido.

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía presenta efectivo restringido (Ver Nota 35).

5. Otros activos financieros, neto

	Al 31 de diciembre de 2019		Al 31 de diciembre de 2018	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Fideicomisos	$ 10.536.056	$ -	$ 9.215.309	$ -
Fideicomisos (1)	10.547.404	-	9.279.311	-
Deterioro fideicomisos	(11.348)	-	(64.002)	-
Garantías mercados derivados energéticos	1.832.169	-	1.790.665	-
Otros activos (2)	1.103.702	-	74.381.226	-
CDT's (a)	-		69.400.000	
Otros activos (b)	1.109.150	-	4.981.226	-
Deterioro otros activos	(5.448)	-	-	-
Instrumentos derivados de cobertura y no cobertura(3)	-	-	582.398	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (4)	-	554.417	-	1.923.594
	$ 13.471.927	**$ 554.417**	**$ 85.969.598**	**$ 1.923.594**

(1) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 el saldo de los fideicomisos corresponde a:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Fideicomisos Zomac (a)	$ 5.636.246	$ 600.354
Fideicomisos Embalse Tominé (b)	2.352.957	4.666.480
Fideicomisos Embalse Muña (b)	1.681.541	1.436.831
Fideicomisos El Quimbo (c)	876.660	2.575.646
Total	**$ 10.547.404**	**$ 9.279.311**

(a) Al 31 diciembre de 2019 los fideicomisos Zomac por $205.760 y por $5.430.486 se constituyeron a partir de la aprobación de la Agencia de Renovación del Territorio (ART) de vinculación por el pago del impuesto sobre la renta y complementarios para los periodos gravables 2017 y 2018, mediante la ejecución de proyectos viabilizados de trascendencia social en los diferentes municipios ubicados en zonas más afectadas por el conflicto armado (ZOMAC).

(b) El saldo al 31 de diciembre de 2019 corresponde a los fideicomisos con BBVA así:

Embalse de Tominé Fiduciaria Fideicomiso No 31636 por $2.343.890 y Fideicomiso No 31555 por $9.067, destinados para la administración, operación, mantenimiento y mejoramiento del Embalse de conformidad con la resolución No 0776 de 2008. Con el Embalse de Muña Fiduciaria Fideicomiso No 31683 por $1.679.896 destinados para el cumplimiento al fallo del Consejo de Estado dentro de la acción popular radicada con el No 479 de 2001 y Fiduciaria Fideicomiso No. 32374 por $1.645 destinado para el cumplimiento de la resolución No 1153 del 17 de junio de 2015 para la elaboración del Plan de Manejo Ambiental del Embalse del Muña.

(c) El Fideicomiso El Quimbo se constituyó con Corficolombiana, para atender compromisos derivados de la construcción de la central hidroeléctrica, la variación corresponde principalmente a los pagos asociados a dicho concepto por $1.698.966

Los fideicomisos existentes en la Compañía tienen una destinación específica y respaldan obligaciones contratadas en proyectos clave para el negocio, que aclaran su destinación.

(2) Los otros activos financieros corrientes están compuestos:

(a) Al 31 de diciembre de 2019 la Compañía no cuenta con CDTs con fecha de vencimiento superior a 90 días.

Al 31 de diciembre 2018 la Compañía contaba con CDT's constituidos, con los cuales buscaba mitigar su riesgo de liquidez así:

		Valor	Tasa EA	Plazo	Inicio	Vencimiento
Sudameris	$	50.000.000	4,00%	98	10/10/2018	16/01/2019
Colpatria		17.000.000	4,40%	92	16/10/2018	18/01/2019
Colpatria		2.400.000	4,42%	98	16/10/2018	24/01/2019
Total	**$**	**69.400.000**				

(b) Al 31 de diciembre de 2019 el monto de otros activos, corresponde principalmente a embargos por $733.778, por: Agencia Nacional de Minería ANM por $492.682 Auto No. 594 del 01-08-2019, Gabriel Chaux Campos por $144.000 Proceso ejecutivo oficio No.0761 y otros procesos por $97.096, detallados a continuación por entidad financiera:

Embargo	Proceso	Banco	Valor depósito judicial
Agencia Nacional de Mineria ANM	Auto No. 594 del 01-08-2019	Davivienda	$ 492.682
Gabriel Chaux Campos	Oficio No. 0761	Davivienda	36.000
Gabriel Chaux Campos	Oficio No. 0761	Occidente	36.000
Gabriel Chaux Campos	Oficio No. 0761	BBVA	36.000
Gabriel Chaux Campos	Oficio No. 0761	Colpatria	36.000
Juzgado Primero Civil Municipal Garzon - Huila	No. 412984003001 207-0341-00	Davivienda	25.000
Juzgado Primero Civil Municipal Garzon - Huila	No. 412984003001 207-0341-00	Bancolombia	25.000
Juzgado Segundo Civil del Circuito Garzon - Huila	Oficio No. 0728	Bancolombia	8.000
Corporación Aut. Reg. Magdalena	Neiva 2018-082	Colpatria	6.492
Unidad de Pensiones y Parafiscales	Proceso No 89947	Davivienda	4.947
Unidad de Pensiones y Parafiscales	Proceso No 89947	Banco Bogotá	4.947
Unidad de Pensiones y Parafiscales	Proceso No 89947	BBVA	4.947
Unidad de Pensiones y Parafiscales	Proceso No 89947	Corpbanca	4.947
Juzgado Veintinueve Civil del Circuito de Bogotá	No. 11001310302920170044 1-00	Banco Caja Social	4.334
Ruben Charry Conde	No 41872408900120120003800	Banco de Bogotá	3.673
Corporación Aut. Reg. Magdalena	Neiva 2018-082	BBVA	3246
Corporación Aut. Reg. Magdalena	Jagua 2018-077	Colpatria	1075
Corporación Aut. Reg. Magdalena	Betania 2018-076	BBVA	271
Corporación Aut. Reg. Magdalena	Betania 2018-076	Colpatria	217

La variación corresponde a la devolución de los recursos embargados por el Municipio de Guachené por $1.268.575 y a la reclasificación del saldo de dicho embargo por $2.737.818 a la cuenta por cobrar al municipio, derivado por presuntas deudas fiscales.

Como antecedente debe considerarse el proceso 2018-204 ante el Tribunal Administrativo del Cauca, en el que actualmente se discute si la Compañía estaba o no obligada a declarar Impuesto de Industria y Comercio en el Municipio. En el marco de este trámite, el Consejo de Estado confirmó el 4 de diciembre de 2019 la orden de devolver el dinero embargado en el proceso de cobro coactivo, si bien el Municipio manifestó que no acatará la orden por ahora. Por cuenta de ésta decisión del Municipio, así como de otras actuaciones que la Compañía considera irregulares, se

continúa promoviendo un proceso penal contra los funcionarios competentes del Municipio por la sustracción anticipada y retención de las sumas de dinero que todavía se encuentran en discusión, en desacato de las órdenes del Tribunal Administrativo del Cauca y del Consejo de Estado.

Finalmente, el abogado externo que representa a la Compañía en la controversia tributaria ha estimado que la probabilidad de éxito para la recuperación de las sumas es superior al 75%.

(3) La Compañía al 31 de diciembre de 2019 liquidó tres (3) derivados que tenía constituidos con valoración activa que corresponde a dos (2) forward con Banco ITAU y uno (1) con Scotibank Colombia para cubrir la exposición Costo Equivalente Real en Energía (CERE), como se detalla a continuación:

Derivado	Subyacente	Factor de Riesgo	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada Act.	MTM	Liquidación
FORWARD	Cobertura Exposición CERE Dic-2019	Tipo de cambio	$ 900.000	USD	3.120	$ 362.394	$ 362.394
FORWARD	Cobertura Exposición CERE Dic-2019	Tipo de cambio	950.000	USD	3.135	358.885	368.087
FORWARD	Cobertura Exposición CERE Dic-2019	Tipo de cambio	950.000	USD	3.275	235.581	235.581
Total valoración		**$ 2.800.000**			**$ 956.860**	**$ 966.062**	

Por otro lado, a 31 de diciembre de 2018 tenía constituido un (1) derivado con valoración activa a un forward con BNP PARIBAS para cubrir la exposición Costo Equivalente Real en Energía (CERE), se detalla a continuación:

Derivado	Subyacente	Factor de Riesgo	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada Act.	MTM
FORWARD	Cobertura Exposición CERE Dic-2018	Tipo de cambio	2.500.000	USD	3.040,24	582.398
Total valoración		**2.500.000**			**$ 582.398**	

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

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 31 de diciembre 2019	Al 31 de diciembre 2018
Derivex S.A.	Comercial	35.764	4,99%	$ 554.417	$ -
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	109.353.394	0,22%	-	1.923.594
				$ 554.417	**$ 1.923.594**

Al 31 de diciembre de 2019, se refleja una disminución originada en la inversión en Electricaribe S.A E.S.P., como resultado de la valoración calculada a valor razonable con base en la participación de la Compañía en el patrimonio de Electricaribe, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte; este instrumento de patrimonio se clasifica como medido a valor razonable con cambios en otros resultados integrales, por $1.923.594, esta Compañía fue intervenida por el Estado Colombiano y en sus estados financieros con corte al 30 de septiembre de 2019 presenta un patrimonio negativo.

La Compañía en mayo de 2019 adquirió 35.764 acciones de Derivex S.A. por $579.377, es una entidad privada cuyo objeto social consiste en la administración de un sistema de negociación de operaciones sobre instrumentos financieros derivados, cuyos activos subyacentes sean energía eléctrica, gas, combustible y otros commodities energéticos y de registro de operaciones sobre dichos instrumentos. Al 31 diciembre de 2019 se realizó el ajuste a la valoración de la inversión y se registró una disminución por $24.960.

6. Otros activos no financieros, neto

	Al 31 de diciembre de 2019		Al 31 de diciembre de 2018	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos para adquisición de bienes y servicios (1)	$ 14.838.947	$ -	$ 12.288.840	$ -
Otros deudores (2)	8.528.349	133.715	6.188.501	718.488
Otros deudores	13.268.116	-	10.303.493	-
Deterioro otros deudores	(4.739.767)	-	(4.114.992)	-
Beneficios a empleados por préstamos(3)	729.359	7.817.217	550.258	6.893.325

	Al 31 de diciembre de 2019		Al 31 de diciembre de 2018	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cuentas por cobrar impuestos (4)	-	24.228.968	-	-
	$ 24.096.655	**$ 32.179.900**	**$ 19.027.599**	**$ 7.611.813**

(1) Dentro del saldo de los anticipos se encuentra principalmente las garantías entregadas a XM para las negociaciones en las operaciones de energía por $12.168.086.

A continuación, el detalle de los principales anticipos a cierre de diciembre de 2019:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Depósitos en garantía XM	$ 12.168.086	$ 5.807.808
Agencia De Aduanas Suppla S.A.S.	840.000	-
T.M.E. S.P.A. Termomecánica Ecología	561.684	3.402.708
Procesos y Diseños Energéticos S.A.	275.250	750.154
Mosquera Casas Cristian	254.221	254.221
Cass Constructores S.A.S	248.396	248.396
Solarte Nacional de Construcciones	248.396	248.396
Delstar Energie	145.592	-
Rainpower Norge AS	-	603.304
Pegasus Blending International SAS	-	151.364
	$ 14.741.625	**$ 11.466.351**

(2) Al 31 de diciembre de 2019 los otros deudores están compuestos principalmente por la cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por la Compañía, producto de los fallos en contra de Betania correspondiente a los procesos vigentes en la fecha del contrato de compraventa de acciones en 1997 por $4.531.059. y la facturación de multas y sanciones de contratos, venta de chatarra y arrendamientos por $8.501.497.

(3) Al 31 de diciembre de 2019, corresponde a los beneficios por préstamos otorgados a empleados se adjudican con tasas entre el 0% y el 7%, razón por la cual, la Compañía descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada y amortizándolos durante la vida del préstamo.

(4) Al 31 de diciembre, corresponde al descuento tributario por $18.679.748 de acuerdo al artículo 83 de la ley 1943 de 2018 se creó la oportunidad de un descuento tributario sobre el IVA pagado en la adquisición, construcción o formación e importación de activos fijos reales productivos incluyendo los servicios asociados para ponerlos en condiciones de utilización. Para tomar este descuento en renta debe cumplir con tres requisitos: (i) Que sea un activo fijo real productivo, (ii) que el IVA sea pagado, (iii) que el activo se esté depreciando.

Así mismo se incluye el saldo a favor generado en la declaración de renta 2003 por $5.549.220, el cual fue solicitado a la DIAN. Este saldo a favor se encuentra en discusión con la DIAN mediante proceso de fiscalización del impuesto, el cuál fue llevado a la vía judicial. El 27 de julio de 2017 el Tribunal Administrativo del Huila emitió fallo de primera instancia acogiendo los argumentos de la DIAN considerando que ciertos ingresos de la Compañía, tales como ajustes por inflación y el resultado no operacional, no califican en la exención de la Ley Páez por no estar relacionadas con la actividad de generación eléctrica. El fallo no planteó un sustento jurídico de fondo y tampoco se pronunció sobre varios argumentos de defensa presentados por la Compañía. Del mismo modo, el Tribunal confirmó sanción de inexactitud sin analizar diferencia de criterios ni definir el hecho sancionable.

Por lo anterior, el 10 de agosto de 2017 la Compañía radicó la apelación reiterando que el beneficio recae sobre la Compañía y la ley no discrimina su aplicación cuando se trata de ingresos no operacionales. Se puso en consideración nuevos fallos del Consejo de Estado que soportan la posición de la Compañía. Se insistió en que existe una diferencia de criterio y por lo tanto se debe levantar la sanción de inexactitud. El 22 de septiembre de 2017 el proceso fue repartido en el Consejo de Estado donde surtiría la segunda instancia. El 10 de noviembre de 2017 se corrió traslado para alegar y los alegatos de conclusión fueron radicados el 24 de noviembre del mismo año. El 17 de enero de 2018, el proceso entró al despacho del magistrado para fallo de segunda instancia, en esta etapa pueden transcurrir dos años.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 31 de diciembre de 2019		Al 31 de diciembre de 2018	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cuentas comerciales, bruto (1)	$ 241.101.146	$ 43.242.362	$ 153.160.865	$ 43.242.362
Otras cuentas por cobrar, bruto (2)	3.561.788	12.429.872	3.293.463	17.111.252
Cartera Compensaciones Térmicas	-	-	2.366.301	-
Cartera financiada comercial, bruto (3)	-	55.747.757	934.239	57.304.698
Cartera financiada empleados retirados, bruto	270.774	-	284.740	-
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	**$ 244.933.708**	**$ 111.419.991**	**$ 160.039.608**	**$ 117.658.312**
Provisión de deterioro cuentas comerciales (4)	(5.804.721)	(43.242.362)	(6.068.053)	(43.242.362)
Provisión de deterioro otras cuentas por cobrar	(118.176)	(114.696)	(49.100)	(132.247)
Provisión de deterioro cartera financiada comercial (4)	-	(55.747.757)	(934.239)	(57.304.698)
Provisión de deterioro cartera financiada empleado retirados	(2.010)	-	(2.114)	-
Total provisión por deterioro	**$ (5.924.907)**	**$ (99.104.815)**	**($ 7.053.506)**	**($ 100.679.307)**
Cuentas comerciales, neto	235.296.425	-	147.092.812	-
Otras cuentas por cobrar, neto	3.443.612	12.315.176	3.244.363	16.979.005
Cartera Compensaciones Térmicas	-	-	2.366.301	-
Cartera financiada comercial, neto	-	-	-	-
Cartera financiada empleados retirados, neto	268.764	-	282.626	-
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	**$ 239.008.801**	**$ 12.315.176**	**$ 152.986.102**	**$ 16.979.005**

Al 31 de diciembre de 2019, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

	Cartera vigente	Cartera vencida			Total cartera corriente
		1-180 días	181-360 días	>360 días	
Cuentas comerciales, bruto	**$ 237.515.965**	**$ 305.757**	**$ -**	**$ 3.279.424**	**$ 241.101.146**
- Grandes clientes	106.077.113	-	-	-	106.077.113
- Clientes institucionales	18.120.641	-	-	-	18.120.641
- Otros.	113.318.211	305.757	-	3.279.424	116.903.392
- Provisión deterioro	**(2.369.781)**	**(155.516)**	**-**	**(3.279.424)**	**(5.804.721)**
Cuentas Comerciales, neto	**$ 235.146.184**	**$ 150.241**	**$ -**	**$ -**	**$ 235.296.425**

Al 31 de diciembre de 2018, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

	Cartera vigente	Cartera vencida			Total cartera corriente
		1-180 días	181-360 días	>360 días	
Cuentas comerciales, bruto	**$ 149.843.691**	**$ -**	**$ 833.932**	**$ 2.483.242**	**$ 153.160.865**
- Grandes clientes	79.643.986	-	-	-	79.643.986
- Clientes institucionales	14.237.031	-	-	-	14.237.031
- Otros.	55.962.674	-	833.932	2.483.242	59.279.848
- Provisión deterioro	**(2.750.879)**	**-**	**(833.932)**	**(2.483.242)**	**(6.068.053)**
Cuentas Comerciales, neto	**$ 147.092.812**	**$ -**	**$ -**	**$ -**	**$ 147.092.812**

(1) Al 31 de diciembre de 2019, la cartera de cuentas comerciales corrientes presenta una variación de $87.940.281, que corresponde principalmente a:

(a) Aumento en cartera estimada de mercado mayorista y mercado no regulado, debido a que no se realizó la operación de venta de cuentas por cobrar sin recurso a 31 de diciembre de 2019 por $95.109.317.

De acuerdo con lo anterior la Compañía transfiere cartera de energía, a través del acuerdo de venta de cuentas por cobrar sin recurso, suscrito en octubre de 2018 con el Banco Santander S.A. de España (en adelante "el Banco"), la Compañía ha retenido el control sobre una porción de los activos financieros objeto del contrato, que se reconoce en el estado de situación financiera como una "implicación continuada".

En relación con la porción que continua bajo el control de la Compañía "implicación continuada" se da una disminución por $6.421.487 porque no se realizó venta de cartera al 31 diciembre de 2019. (ver Nota 13-4).

Al 31 de diciembre de 2019 no se presentan operaciones de venta de cuentas por cobrar:

Detalle Implicación continuada	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Valor en libros total de las cuentas por cobrar antes de la transferencia	$ -	$ 122.008.249
Valor en libros total de los activos que la Compañía continúa reconociendo	-	6.421.487
Valor en libros de los pasivos asociados	-	(6.421.487)

(b) Aumento de la cartera del mercado mayorista por vencimiento de facturación de los clientes Empresas Públicas de Medellín, Centrales Eléctricas del Norte y Celsia Tolima S.A. E.S.P por $6.087.516.

(c) Disminución para el mercado no regulado y otros clientes por menor demanda de energía en diciembre de 2019 respecto al mismo periodo de 2018 de los clientes Triple A S.A. E.S.P y Ecopetrol S.A. por $6.835.065.

(d) Al 31 de diciembre de 2019 las cuentas comerciales no corrientes corresponden a la cartera del mercado mayorista de Electricaribe por $43.242.362, provisionada al 100%

(2) Dentro del saldo de las otras cuentas por cobrar no corrientes al 31 diciembre de 2019, se encuentra principalmente los préstamos de vivienda a empleados por $10.700.799

(3) Al 31 de diciembre de 2019 el valor corresponde principalmente a la cartera financiada comercial de los contratos de suministro de Energía No.EDCC-111-2012 y EDCC-154-201 y al otro sí número EDCC-136-2013/EM-13-213, celebrado con el cliente del mercado mayorista Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., que por dificultades internas de flujo de caja del cliente se acuerda ampliar el pago de la facturas al primer día del tercer mes inmediatamente siguiente al mes del consumo, es así que la Compañía clasifica esta cartera como cartera financiada a largo plazo por $55.747.757. Adicionalmente en febrero de 2019 Termocandelaria realizó el pago de las obligaciones a favor de la Compañía por $2.491.180, quien actúo como operador de las transacciones en bolsa, mediante la representación de XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

(4) Para la provisión de deterioro los modelos definidos por la Compañía son:

» Modelo simplificado individual

» Modelo general colectivo

La evolución del deterioro de cartera bajo NIIF 9 y otros activos es el siguiente:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Modelo Simplificado Individual (a)	$ 104.794.840	$ 107.549.352
Modelo General Colectivo (b)	5.020.945	4.457.525
Total	**$ 109.815.785**	**$ 112.006.877**

(a) El modelo simplificado individual contempla el deterioro bajo NIIF 9 de las cuentas comerciales por cobrar

(b) El modelo general colectivo contempla el deterioro bajo NIIF 9 de: Efectivo y equivalente de efectivo, otros activos financieros y no financieros, otras cuentas por cobrar y cuentas por cobrar con relacionadas.

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.

Garantías otorgadas por los deudores:

Para los clientes de energía y gas dependiendo del resultado de la evaluación de riesgos crediticio y la decisión final de las líneas de negocio, cuando es necesario se respalda la cartera con un título valor. Al 31 de diciembre de 2019 la Compañía respalda la venta de energía y gas con pagarés en blanco y garantías bancarias.

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

8. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, neto

				Al 31 de diciembre de 2019		Al 31 de diciembre de 2018	
Nombre Empresa Relacionada	**Relación**	**País de Origen**	**Tipo de Transacción**	**Corriente**	**No Corriente**	**Corriente**	**No Corriente**
Codensa S.A. ES.P. (1)	Otra (*)	Colombia	Préstamos por cobrar a empresas del grupo	$ 92.658.471	$ -	$ 81.000.000	$ -
Codensa S.A. E.S.P. (2)	Otra (*)	Colombia	Venta de energía	85.334.255	-	53.699.255	-
Codensa S.A. E.S.P. (3)	Otra (*)	Colombia	Otros servicios	1.651.327	-	133.796	-
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Otra (*)	Colombia	Intereses Financieros	792.396	-	276.572	-
Enel Green Power Colombia S.A. E.S.P. (4)	Otra (*)	Colombia	Servicios de administración	2.029.713	-	109.609	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (5)	Subsidiaria	Colombia	Anticipo por mantenimientos	-	-	75.057	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (6)	Subsidiaria	Colombia	Servicios de administración	417.787	-	36.334	-
Enel S.P.A. (7)	Controladora	Italia	Otros servicios	173.376	-	73.002	-
Enel Gl Th Generation (7)	Otra (*)	Italia	Otros servicios	155.491	-	-	-
Enel Global Trading SPA (8)	Otra (*)	Italia	Otros servicios	121.260	-	-	-
Enel Chile S.A (7)	Otra (*)	Chile	Otros servicios	24.176	-	24.176	-
			Total	**$ 183.358.252**	**$ -**	**$ 135.427.801**	**$ -**

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

Las cuentas por cobrar a relacionadas, presentan un deterioro de acuerdo con la NIIF 9 por valor de $1.012.463

(1) Corresponde a créditos intercompañía por $92.658.471 desembolsados en octubre y noviembre de 2019 e intereses de $792.396 con vencimiento a 31 de enero de 2020 a una tasa efectiva anual de 5.34%.

(2) Corresponde a la cartera producto de la venta de energía, generando un incremento a 31 de diciembre de 2019, puesto que esta cartera no fue negociada en la operación de factoring.

Al 31 de diciembre la Compañía tiene compromisos de venta de energía con Codensa S.A. E.S.P. por $3.558.012.773

Al 31 de diciembre de 2019 la Compañía respalda la venta de energía con Codensa S.A E.S.P. con pagarés en blanco.

(3) Corresponde principalmente a la prestación de servicios por adiciones de cumplimiento obligatorio por temas ambientales PCH de Rio Negro por $1.419.311.

(4) Corresponde principalmente a facturación del contrato por prestación de servicios de asistencia en la gestión y operación de los procesos de administración de noviembre y diciembre de 2019, entre Enel Green Power Colombia S.A. E.S.P. y la Compañía por $2.000.260.

(5) La variación entre el 31 de diciembre de 2019 y 2018, corresponde a la legalización del anticipo para el mantenimiento de la barcaza de Sociedad Portuaria Central Cartagena.

(6) Corresponde a la prestación de servicios del contrato de administración, explotación, operación y mantenimiento de los activos por $82.421 y servicios de ingeniería para construcción del muelle por $335.366.

(7) Corresponde a la provisión por los costos del personal expatriado en Italia y Chile.

(8) Corresponde a cuenta de cobro por reembolso de costos de coordinación de evento Enel Day Trading América en junio 2019.

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

				Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Nombre Empresa Relacionada	**País de Origen**	**Tipo de Vinculada**	**Tipo de Transacción**	**Corriente**	**Corriente**
Grupo Energía Bogotá S. A. E.S.P.	Colombia	(**)	Dividendos	$ 91.872.043	$ 79.481.152
Grupo Energía Bogotá S. A. E.S.P. (1)	Colombia	(**)	Otros servicios	-	40.460
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Dividendos	86.464.868	74.803.250
Enel Produzione Spa (2)	Italia	Otra (*)	Estudios y proyectos	13.567.925	7.565.834
Enel Produzione Spa (3)	Italia	Otra (*)	Otros servicios	936.806	762.389
Codensa S.A. E.S.P. (4)	Colombia	Otra (*)	Compra de energía	11.768.298	11.311.486
Codensa S.A. E.S.P. (4)	Colombia	Otra (*)	Otros servicios	31.590	406.296
Enel Italia Srl (5)	Italia	Otra (*)	Estudios y proyectos	7.947.106	2.914.885
Enel Italia Srl (6)	Italia	Otra (*)	Otros servicios	713.694	463.400
Enel Italia Srl (3)	Italia	Otra (*)	Otros servicios	293.514	52.707
Enel Green Power Colombia S.A.S. (7)	Colombia	Otra (*)	Compra de energía	5.089.653	525.231
Enel Green Power Colombia S.A.S. (8)	Colombia	Otra (*)	Otros servicios	24.111	1.717
Enel Generación Chile S.A. (9)	Chile	Otra (*)	Otros servicios	1.811.640	3.092.515
Enel Generación Chile S.A. (3)	Chile	Otra (*)	Otros servicios	407.954	195.043
Enel SPA (3)	Italia	Controladora	Otros servicios	1.176.313	432.419
Enel Iberoamérica SRL (3)	España	Otra (*)	Otros servicios	1.100.182	739.059
C.G. Term. Fortaleza (3)	Brasil	Otra (*)	Otros servicios	901.726	740.797
Enel Green Power Brasil Participações (3)	Brasil	Otra (*)	Otros servicios	722.931	745.735
Enel Global Trading SPA (10)	Italia	Otra (*)	Otros servicios	681.320	308.000
Enel Global Trading SPA	Italia	Otra (*)	Otros servicios	-	126.668
Cesi SPA (11)	Italia	Otra (*)	Otros servicios	400.534	1.113.248
Enel Gl Th Generation SRL (3)	Italia	Otra (*)	Otros servicios	370.609	289.369
Enel Gl Th Generation SRL (10)	Italia	Otra (*)	Otros servicios	369.686	200.686
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (12)	Colombia	Subsidiaria	Otros servicios	10.214	34.563
Enel Green Power SPA (13)	Italia	Otra (*)	Otros servicios	-	2.588.922
Enel Fortuna S.A.	Panamá	Otra (*)	Otros servicios	-	172.259
			Total	$ 226.662.717	$ 189.108.090

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

(**) El Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. es accionista de la Compañía (Ver Nota 20)

(1) Corresponde a la cancelación de las facturas por servicio de conexión entre el Grupo Energía Bogotá de la subestación Tesalia (Quimbo) de octubre a diciembre de 2018.

(2) Corresponde a los servicios de ingeniería para los proyectos BEPP (Best Enviromental Practice Project) y Life Extensión de la Central Termozipa.

(3) Corresponde a la cuenta por pagar de los costos del personal expatriado de España, Italia, Brasil y Chile en Colombia.

(4) Corresponde principalmente a los estimados de peajes, Sistema de Transmisión Regional (STR), Sistema de Distribución Local (SDL) y facturación energía por $11.484.183, cobros por obras servicios Codensa por $269.190 y cuenta por pagar por otros conceptos por $46.515.

(5) La variación corresponde a los servicios informáticos prestados durante el 2019 relacionados con Digital Worker Transformation por $1.117.453, Governance-E4E SAP Renovables por $1.017.438, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM $1.193.189, Online Monitoring e Infraestructura por $626.660, Servicios Cyber Security-Digital Enebler por $743.224, Intranet Applications y Global Travel por $321.325.

(6) Corresponde a la provisión por Technical Fee.

(7) La variación corresponde al aumento en la compra de energía en el 2019 con respecto al 2018 por $4.564.422.

Al 31 de diciembre de 2019 la Compañía tiene compromisos de compra de energía con Enel Green Power Colombia S.A.S. por $403.970.082, correspondiente a la energía media comprometida de la central de generación de energía renovable El Paso Solar.

(8) Corresponde a la cuenta por pagar por concepto de nómina y acreencias laborales.

(9) Corresponde a los servicios de ingeniería para las plantas generadoras de energía – Termozipa proyecto adaptación medioambiental y extensión de la vida útil.

(10) Corresponde a la provisión por Technical Fee Energy Management de Trading y Generación por los servicios técnicos que se realizan dentro del grupo empresarial que responden a necesidades fundamentalmente de tipo estratégico y operativo.

(11) Corresponde a los servicios de ingeniería según contrato marco para los embalses Muña y Central Paraíso.

(12) Corresponde a saldos de las facturas por servicios portuarios.

(13) La variación corresponde a reversión de la provisión por concepto de Technical Fee registrados al cierre del 2018.

Transacciones con vinculados económicos efectos correspondientes a resultados:

Ingresos/ Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Codensa S.A. E.S.P.	Venta de Energía	$ 1.081.372.827	$ 752.923.600
Codensa S.A. ESP	Ingresos Financieros	1.467.623	297.791
Enel Green Power SPA	Otros Servicios	2.588.922	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Operación e intereses	407.838	175.214
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Otros servicios	375.266	362.399
Enel Produzione S.P.A.	Diferencia en cambio	358.264	17.533
Enel Produzione S.P.A.	Otros Servicios	3.034	-
Enel GL TH Generation	Otros servicios	155.491	-
Enel GL TH Generation	Diferencia en cambio	270	-
Enel Italia Srl	Diferencia en cambio	135.537	-
Enel S.P.A.	Otros servicios	100.375	73.002
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	-	19.214
Enel Green Power Brasil Participações	Diferencia en cambio	14.706	-
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	46.059	-
Cesi SPA	Diferencia en cambio	5.960	1.185
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en cambio	-	9.500
Enel Global Trading SPA	Diferencia en cambio	-	8.003
		$ 1.087.032.172.	**$ 753.887.441**

Costos y gastos/Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Codensa S.A. E.S.P.	Transporte de energía	$ 147.804.789	$ 138.382.874
Codensa S.A. E.S.P.	Otros Servicios	-	473.745
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Otros Servicios	23.857.317	525.231
Enel Italia SRL	Otros Servicios	5.021.572	2.409.238
Enel Italia SRL	Diferencia en cambio	25.864	27.818
Enel S.P.A.	Otros Servicios	1.668.630	840.878
Enel S.P.A.	Diferencia en Cambio	11.386	-
Enel GI Th Generation SRL	Otros Servicios	952.385	490.055
Enel GI Th Generation SRL	Diferencia en Cambio	2.964	-
Fundación Enel	Donaciones	842.195	1.126.699
Enel Iberoamérica SRL	Otros Servicios	818.356	115.256
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Gestión y operación	708.840	663.512
Enel Global Trading SPA	Otros Servicios	679.997	543.977
Enel Global Trading SPA	Diferencia en cambio	1.023	-

Costos y gastos/Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Cesi SPA	Otros Servicios	223.931	-
Cesi SPA	Diferencia en cambio	10.063	35.949
Enel Fortuna	Otros Servicios	200.314	360.683
Enel Fortuna	Diferencia en cambio	2.713	
C.G. Term. Fortaleza	Otros Servicios	160.929	358.044
Enel Produzione S.P.A.	Diferencia en cambio	137.140	36.529
Enel Produzione S.P.A.	Otros Servicios	-	993.438
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	41.920	157.970
Enel Generación Chile S.A.	Otros Servicios	2.253	
Grupo Energía Bogota	Otros Servicios	9.365	
Enel Green Power SPA	Otros Servicios	-	2.350.561
Energía Nueva Energía Limpia México	Otros Servicios	-	843
Energía Nueva Energía Limpia México	Diferencia en cambio	-	842
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	-	52
		$ 183.183.946	$ 149.894.194

Al 31 de diciembre de 2019, las transacciones realizadas entre partes relacionadas se han llevado a cabo en condiciones de equivalencia a las de transacciones con independencia mutua entre las partes (Ver Nota 16 precios de transferencia)

Junta Directiva y personal clave de la Gerencia

Junta Directiva

La Compañía cuenta con una Junta Directiva compuesta por siete (7) miembros principales, cada uno de ellos con un suplente personal, elegidos por la Asamblea General de Accionistas mediante el sistema de cociente electoral. Mientras la sociedad tenga la calidad de emisor de valores, el 25% de los miembros de la Junta Directiva serán independientes en los términos de ley. La designación de miembros de la Junta Directiva se hará para períodos de dos (2) años, pueden ser reelegidos indefinidamente y sin perjuicio de la facultad de la Asamblea de Accionistas de removerlos libremente en cualquier momento.

La Junta Directiva, vigente al 31 de diciembre de 2019, fue elegida por la Asamblea General de Accionistas en sesión ordinaria llevada a cabo el 26 de marzo de 2019. En la Compañía se designa un Presidente, el cual es elegido por la Junta Directiva entre sus miembros para un período determinado, pudiendo ser reelegido indefinidamente o removido libremente antes del vencimiento del período. Así mismo, la Junta Directiva tiene un Secretario, quien puede ser miembro o no de la Junta. La designación del Presidente se aprobó por la Junta Directiva en sesión del 26 de mayo de 2015. La designación del Secretario se aprobó en la sesión del 24 de abril de 2018.

Conforme a lo establecido en el Artículo 55 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 26 de marzo de 2019 es de USD$1.000(*), después de impuestos, por asistencia a cada sesión de la Junta Directiva.

(*) Cifras en dólares completos

De acuerdo con el acta de Asamblea General de Accionistas número 102 celebrada el 26 de marzo de 2019, se aprobó la plancha de Junta Directiva en los términos expuestos a continuación:

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Andrés Caldas Rico	Diana Marcela Jiménez
Segundo	Lucio Rubio Díaz	Fernando Gutiérrez Medina
Tercero	José Antonio Vargas Lleras	Michelle Di Murro
Cuarto	Astrid Álvarez Hernández	Andrés Baracaldo Sarmiento
Quinto	Álvaro Villasante	Felipe Castilla Canales
Sexto	Luis Fernando Alarcón Mantilla	Rodrigo Galarza Naranjo
Séptimo	Luisa Fernanda Lafaurie	Maria Paula Camacho

La composición de la Junta Directiva se encuentra debidamente inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá.

Los honorarios pagados a la Junta Directiva:

Tercero	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Lafaurie Luisa Fernanda	$ 44.792	$ 37.414
Caldas Rico Andrés	44.792	33.907
Rubio Diaz Lucio	40.989	37.414
Vargas Lleras José Antonio	40.906	47.921
Villasante Losada Alvaro	37.705	17.539
Alarcón Mantilla Luis Fernando	29.502	40.588
Álvarez Hernández Gloria Astrid	22.095	19.875
Andres Baracaldo Sarmiento	15.382	-
Galarza Naranjo Rodrigo	15.290	6.579
Merizalde Arico Camila	10.603	16.227
Vivas Munar Diana Margarita	-	34.155
Di Murro Michele	-	3.633
Jiménez Rodríguez Diana Marcela	-	3.507
Total general	**$ 302.056**	**$ 298.759**

Personal clave de la Gerencia

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

Nombre	Cargo	Periodo
Lucio Rubio Díaz	Director General Colombia	Enero – Diciembre
Bruno Riga	Gerente General Emgesa	Enero – Octubre
Marco Fragale	Gerente General Emgesa	Noviembre – Diciembre
Michelle Di Murro	Gerente de Administración, Finanzas y Control	Enero – Diciembre

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019 ascienden a $4.041.776. Estas remuneraciones incluyen los salarios y beneficios a corto y largo plazo (bono anual por cumplimiento de objetivos, bono de fidelización)

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Remuneraciones	$ 2.505.015	$ 1.915.567
Beneficios a largo plazo	1.096.305	831.279
Beneficios a corto plazo	440.456	393.285
	$ 4.041.776	$ 3.140.131

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

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

Al 31 de diciembre de 2019 la Compañía no cuenta con beneficio de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia ni a constituido garantía a favor de los mismos.

Al 31 de diciembre de 2019 no hay pagos de indemnizaciones por terminación de contrato.

9. Inventarios, neto

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Carbón (1)	$ 33.220.870	$ 22.183.861
Fuel Oil (2)	31.098.817	29.957.788
Elementos y accesorios de energía, neto (3)	17.899.936	13.410.177
Total Inventarios	**$ 82.219.623**	**$ 65.551.826**

(1) Carbón (Central Termozipa): Al 31 de diciembre de 2019 el incremento que se presenta en el valor del inventario de carbón frente al 2018, corresponde principalmente al mayor volumen de compras registradas durante 2019 y al incremento de los precios que se presentó durante los primeros meses del 2019 por condiciones regulatorias (seguridad y ambientales) del sector minero que afectaron la oferta y disponibilidad del carbón.

(2) Fuel Oil (Central Cartagena): Al 31 de diciembre de 2019 el incremento que se presenta en el valor del inventario de combustóleo frente al 2018, corresponde principalmente a que en el 2019 se realizó reposición del stock para atender el período de verano que se inició en diciembre de 2019.

El valor de los inventarios reconocido como gasto durante el periodo, corresponde a los consumos para la generación de energía (Ver Nota 22)

(3) Los elementos y accesorios están compuestos:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Repuestos y materiales (a)	$ 18.091.252	$ 13.807.851
Provisión de Materiales (b)	(191.316)	(397.674)
Total elementos y accesorios de energía, neto	**$ 17.899.936**	**$ 13.410.177**

(a) Los repuestos y materiales corresponden a elementos que serán utilizados en las reparaciones y/o mantenimientos de las plantas, de acuerdo al plan de mantenimiento definido por la Compañía.

(b) Al 31 de diciembre de 2019, se presenta utilización de provisión de obsolescencia por $364.889 correspondiente a: $245.252 por materiales de las centrales hidroeléctricas (Betania y Darío Valencia) y $119.637 por materiales de las centrales térmicas (Cartagena y Termozipa).

Adicionalmente se realiza dotación de provisión por $158.531 correspondiente a centrales térmicas Cartagena y Termozipa, el valor de la provisión por obsolescencia es reconocido en los otros gastos fijos de explotación.

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía no presenta inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas.

10. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas

El artículo 2.1.2. de la parte 1 del libro 2 del Decreto 2420 de 2015 adicionado por el Decreto 2496 de 2015, establece la aplicación del Art. 35 de la Ley 222, que indica que las participaciones en subsidiarias deben reconocerse en los estados financieros separados por el método de participación, bajo este lineamiento la Compañía aplicó el método de participación a partir del 2016; en enero de 2017 entró en vigencia la enmienda de la NIC 28 que permite reconocer las inversiones por el método de participación en los estados financieros separados, eliminando la excepción a las NIIF que existía en el marco local frente a las normas emitidas por el IASB. Esto también de acuerdo a la política definida (ver Nota 3.2.3 y 3.2.4).

El detalle de las inversiones reconocidas son las siguientes:

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Relación	Acciones Ordinarias	% Participación	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.(1)	Servicios Portuarios	Subsidiaria	851.757	94,95%	$ 9.150.247	$ 9.044.889
					$ 9.150.247	**$ 9.044.889**

(1) La Junta Directiva de la Compañía en sesión No. 460 del pasado 25 de septiembre de 2018 autorizó realizar la operación de capitalización de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (SPCC) por $8.391.460 (incluidos los conceptos de cálculos del monto a capitalizar sobre las acciones), con la finalidad de cumplir con el contrato de concesión No. 006 de 2010 suscrito entre SPCC y la ANI y su respectivo otrosí suscrito en 2014 para asegurar la logística del combustible que garantiza el cargo por confiabilidad de la Central Cartagena de la Compañía para el período 2019 hasta el 2022.

La Compañía registró una valoración por el cálculo del método de participación patrimonial en Sociedad Portuaria Central Cartagena por $105.358 durante el 2019. Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. radicó una solicitud de traslado del cronograma de inversiones por dos años el 1 de noviembre de 2016 ante la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI), con el fin de realizar estudios de alternativas que permitan sustituir el respaldo del Cargo por Confiabilidad de la Central Cartagena de la Compañía con combustibles líquidos.

Al 31 de diciembre de 2019 la información financiera de la subsidiaria fue:

Activos	$	12.324.373
Pasivos		3.131.135
Patrimonio (*)		9.193.238
Total Pasivo + Patrimonio	$	12.324.373
Ingresos	$	825.534
Costos y Gastos		(704.089)
Resultado Financiero		36.956
Impuestos sobre sociedades y diferido		(56.852)
Utilidad del periodo	$	101.549

11. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Derechos (1)	$ 44.561.706	$ 43.820.713
Costos de desarrollo	1.596.805	2.412.498
Licencias	4.330.182	6.641.500
Programas informáticos (2)	36.454.551	20.945.478
Otros activos intangibles identificables	19.592.303	5.462.638
Construcciones y avances de obras	19.427.334	5.215.185
Otros recursos intangibles	164.969	247.453
Activos intangibles, neto	**$ 106.535.547**	**$ 79.282.827**
Costo		
Derechos (1)	$ 86.547.141	83.322.027
Costos de desarrollo	5.335.542	5.335.542
Licencias	20.829.112	20.699.883
Programas informáticos (2)	59.591.292	36.423.292
Otros activos intangibles identificables	23.296.748	9.084.599
Construcciones y avances de obras	19.427.334	5.215.185
Otros recursos intangibles	3.869.414	3.869.414
Activos intangibles, bruto	**$ 195.599.835**	**$ 154.865.343**
Amortización		
Derechos (1)	$ (41.985.435)	$ (39.501.314)
Costos de desarrollo	(3.738.737)	(2.923.044)
Licencias	(16.498.930)	(14.058.383)
Programas informáticos (2)	(23.136.741)	(15.477.814)
Otros activos intangibles identificables	(3.704.445)	(3.621.961)
Amortización acumulada de activos intangibles	**$ (89.064.288)**	**$ (75.582.516)**

(1) Dentro de los derechos se presentan como intangibles las erogaciones para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil, proveniente de los proyectos Chingaza y Rio Blanco para la producción de la Central Pagua, la amortización se reconoce por el método de línea recta en un período de 50 años.

La amortización del periodo corresponde a $2.484.120.

Así mismo, en este rubro se clasifica la prima de estabilidad jurídica de El Quimbo, esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo a la vigencia de los beneficios tributarios, en el 2019 se presenta un incremento por $ 3.225.114.

(2) El incremento en el 2019 corresponde a software asociados con los proyectos: E4E (sistema financiero y contable) $ 4.606.394; Control Room e Hidrology repository (monitoreo energía y gestión hidrológica) $4.364.387; Bidding Strategy-

Veliq bolsa (sistemas de fijación de precios y validación facturación) $2.608.058; Local S&S-system y telecontrol Rio Bogotá $2.149.857; DWT (portal de gestión paradas centrales) $1.049.110; Coal Management y Cybersecurity (análisis de variables y seguridad funcionamiento centrales) $1.999.421; Allegro (desarrollo gestión contratos líquidos y carbón) $827.368; Global operational (homogenización global de procesos) $727.483; otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT, renovables y trading $4.835.922.

La amortización del 2019 corresponde a $7.658.927

La composición y movimientos del activo intangible es la siguiente:

					Otros Activos Intangibles Identificables		
	Costos de Desarrollo	Derechos	Licencias	Programas Informáticos	Construcciones y avances de obras	Otros recursos intangibles	Activos Intangibles
Saldo inicial 31/Dic/17	**$ 3.406.634**	**$ 46.304.834**	**$ 9.207.658**	**$ 9.262.531**	**$ 5.266.910**	**$ 329.937**	**$ 73.778.504**
Movimientos en activos intangibles 2018							
Adiciones	-	-	-	-	15.182.177	-	15.182.177
Traspasos	-	-	-	15.233.902	(15.233.902)	-	-
Amortización	(994.136)	(2.484.121)	(2.566.158)	(3.550.955)	-	(82.484)	(9.677.854)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(994.136)	(2.484.121)	(2.566.158)	11.682.947	(51.725)	(82.484)	5.504.323
Saldo final 31/Dic/18	$ 2.412.498	$ 43.820.713	$ 6.641.500	$ 20.945.478	$ 5.215.185	$ 247.453	$ 79.282.827
Movimientos en activos intangibles 2019							
Adiciones (a)	-	-	-	-	40.734.492	-	40.734.492
Traspasos	-	3.225.114	129.229	23.168.000	(26.522.343)		-
Amortización	(815.693)	(2.484.121)	(2.440.547)	(7.658.927)	-	(82.484)	(13.481.772)
Total movimientos en activos intangibles identificables	**(815.693)**	**740.993**	**(2.311.318)**	**15.509.073**	**14.212.149**	**(82.484)**	**27.252.720**
Saldo final 31/12/2019	**$ 1.596.805**	**$ 44.561.706**	**$ 4.330.182**	**$ 36.454.551**	**$ 19.427.334**	**$ 164.969**	**$ 106.535.547**

(a) Al cierre de diciembre de 2019 se registraron adiciones por $40.734.492, correspondientes a: plan de compensación de derechos de agua CAR por $16.166.382, E4E (sistema financiero y contable) por $ 4.606.394; prima de estabilidad jurídica Quimbo por $ 3.225.114; EM Control Room analisys (centro monitoreo energía y gas) por $2.040.249; INGEN y Local system Colombia (desarrollo de nuevas soluciones) por $1.824.911; Bidding Strategy (sistema para soporte de fijación de precios) por $1.462.125; Local S&S y telecontrol Rio Bogotá por $1.242.659; Vliq bolsa (sistema para validaciones de facturación de mercado) por $1.145.933; DWT (portal de gestión paradas centrales) por $1.049.110; Hidrology repository (sistema de gestión de información hidrológica) por $1.018.199; Cybersecurity (seguridad de funcionamiento centrales) por $949.945; ANS SAP (gestión aplicativos) por $780.329; Governance (centralización plataformas SAP ERP) por $454.394; Coal Management y Mape (desarrollo para conversión y análisis de variables) por $379.328; energy management (desarrollos módulo gestión energía) por $370.516; Allegro(desarrollo gestión contratos líquidos y carbón) por $322.201; otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT, renovables y trading $3.696.703.

Al 31 de diciembre de 2019 la Compañía no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 31 de diciembre de 2019, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

12. Propiedades, planta y equipo, neto

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Plantas y equipos	$ 7.499.647.231	$ 7.401.427.277
Plantas de generación hidroeléctrica	6.906.067.769	6.864.184.366
Plantas de generación termoeléctrica	593.579.462	537.242.911
Construcción en curso (1)	285.060.839	305.948.913
Terrenos	268.948.319	268.904.705

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Edificios	50.586.126	48.635.465
Instalaciones fijas y otras	14.768.288	12.389.337
Instalaciones fijas y accesorios	6.820.626	5.687.807
Otros instalaciones	7.947.662	6.701.530
Arrendamientos financieros (2)	11.910.825	4.085.524
Instalaciones fijas y otras	1.119.863	-
Activos por uso NIIF 16	10.790.962	-
Edificios	4.841.529	-
Instalaciones fijas y otras (Vehículos)	5.949.433	-
Propiedades, plantas y equipos, neto	**$ 8.130.921.628**	**$ 8.041.391.221**
Costo		
Plantas y equipos	10.920.730.048	10.641.568.883
Plantas de generación hidroeléctrica	9.933.277.555	9.737.522.997
Plantas de generación termoeléctrica	987.452.493	904.045.886
Construcción en curso	285.060.839	305.948.913
Terrenos	268.948.319	268.904.705
Edificios	94.681.947	83.539.617
Instalaciones fijas y otras	76.665.848	72.637.590
Instalaciones fijas y accesorios	32.260.879	30.952.492
Otros instalaciones	44.404.969	41.685.098
Arrendamientos financieros(2)	19.301.956	7.644.775
Instalaciones fijas y otras	3.788.344	-
Activos por uso NIIF 16	15.513.612	-
Edificios	6.307.350	-
Instalaciones fijas y otras (Vehículos)	9.206.262	-
Propiedades, plantas y equipos, bruto	**$ 11.665.388.957**	**$ 11.380.244.483**
Depreciación		
Plantas y equipos (*)	(3.421.082.817)	(3.240.141.606)
Plantas de generación hidroeléctrica	(3.027.209.786)	(2.873.338.631)
Plantas de generación termoeléctrica	(393.873.031)	(366.802.975)
Instalaciones fijas y otras	(61.897.560)	(60.248.253)
Instalaciones fijas y accesorios	(25.440.253)	(25.264.685)
Otros instalaciones	(36.457.307)	(34.983.568)
Edificios	(44.095.821)	(34.904.152)
Arrendamientos financieros (2)	(7.391.131)	(3.559.251)
Instalaciones fijas y otras	(2.668.481)	-
Activos por uso NIIF 16	(4.722.650)	-
Edificios	(1.465.821)	-
Instalaciones fijas y otras (Vehículos)	(3.256.829)	-
Depreciación acumulada	**$ (3.534.467.329)**	**$ (3.338.853.262)**

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

(1) Corresponde a las inversiones efectuadas por la Compañía al 31 de diciembre de 2019, en las diferentes plantas.Los principales activos en construcción corresponden a mejoras, reposiciones y modernizaciones en las centrales térmicas e hidroeléctricas; los principales proyectos en curso en el 2019 son: proyecto Life extension y Beep Others de Termozipa; recuperación de estructuras civiles y obras adicionales galerías y presa Quimbo; recuperación de estatores unidad 5 y modernización reguladores Guavio; sistema Telecontrol Cadena Rio Bogotá de central Guaca.

Central	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
CC-Termozipa	$ 202.815.021	$ 175.428.210
CH-Quimbo	41.391.074	104.948.164
CH-Guavio	14.091.185	2.311.832
CH-Pagua (Guaca –Paraíso)	10.980.394	1.517.316
CH-Centrales menores Rio Bogotá	8.430.387	8.660.317
CF-Cartagena	3.468.897	3.071.116
Otras Inversiones	2.563.219	3.244.812
CH-Betania	1.320.662	6.767.146
Total Construcciones en Curso	**$ 285.060.839**	**$ 305.948.913**

CH- Central Hidroeléctrica CC- Central Carbón CF-Central Fuel Oil

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

				Plantas y Equipos		Instalaciones Fijas y accesorios			
Movimiento en propiedad, planta y equipo al 31 de diciembre de 2019	**Construcción en Curso**	**Terrenos**	**Edificios**	**Plantas de Generación Hidroeléctrica**	**Plantas de Generación Termoeléctrica**	**Instalaciones Fijas y accesorios**	**Otros Instalaciones**	**Arrendamientos Financieros**	**Propiedades, Planta y Equipo**
Saldo inicial 31/dic/2017	**$ 204.451.802**	**$ 268.950.793**	**$ 42.607.220**	**$ 6.909.746.475**	**$ 502.643.324**	**$ 6.611.659**	**$ 7.084.898**	**$ 5.416.218**	**$ 7.947.512.389**
Movimiento en propiedad, planta y equipo									
Adiciones	307.332.378	-	-	-	-	-	-	-	307.332.378
Traspasos	(205.835.267)	-	7.652.954	112.179.600	83.909.694	-	1.782.360	310.659	-
Retiros		(46.088)		(2.154.576)	(4.467.105)	(18.757)	(4.987)	(170.290)	(6.861.803)
Gasto por depreciación	-	-	(1.624.709)	(155.587.133)	(44.843.002)	(905.095)	(2.160.741)	(1.471.063)	(206.591.743)
Total movimientos	101.497.111	(46.088)	6.028.245	(45.562.109)	34.599.587	(923.852)	(383.368)	(1.330.694)	93.878.832
Saldo final 31/dic/18	**$ 305.948.913**	**$ 268.904.705**	**$ 48.635.465**	**$ 6.864.184.366**	**$ 537.242.911**	**$ 5.687.807**	**$ 6.701.530**	**$ 4.085.524**	**$ 8.041.391.221**
Movimiento en propiedad, planta y equipo 2019									
Adiciones (a)	307.465.761	-	-	-	-	-	-	-	307.465.761
Traspasos(b)	(328.353.835)	281.046	11.142.330	202.621.006	108.920.938	2.030.401	3.358.114	-	-
Retiros (c)	-	(237.432)		(1.564.009)	(1.495.373)	(47.772)		(1.546.435)	(4.891.021)
Gasto por depreciación	-	-	(9.191.669)	(159.173.594)	(51.089.014)	(849.810	(2.111.982)	(6.141.876)	(228.557.945)
Otros incrementos (decrementos)	-	-	-	-	-	-	-	15.513.612	15.513.612
Total movimientos	(20.888.074)	43.614	1.950.661	41.883.403	56.336.551	1.132.819	1.246.132	7.825.301	89.530.407
Saldo final 31/12/2019	**$ 285.060.839**	**$ 268.948.319**	**$ 50.586.126**	**$ 6.906.067.769**	**$ 593.579.462**	**$ 6.820.626**	**$ 7.947.662**	**$ 11.910.825**	**8.130.921.628**

(a) Al 31 de diciembre, las adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden a las inversiones realizadas en la adecuación, modernización, expansión, mejoras en la eficiencia y calidad de nivel de servicio, en las diferentes plantas, a continuación, las más importantes del periodo:

Central	Proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2019
CC – Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, Proyecto Life Extensión y mejoramiento ambiental Beep Others.	$ 132.417.599
CH – Quimbo	Recuperación de estructuras civiles. Fueron ejecutadas obras necesarias para la mejora en el desempeño de las obras civiles del embalse, así como atender obras adicionales y compromisos derivados de obligaciones ambientales generadas durante la construcción de central.	101.037.245
Centrales Menores (Rio Bogotá)	Recuperación bobinados estatores y sistemas de excitación unidad 1-2; mantenimiento mayor unidad 3 Laguneta, automatización y telecontrol centrales, recuperación rodetes centrales; recuperación bobinas Muña III, adquisición de equipos electromecánicos y recuperación de estructuras.	20.545.404
CH – Guavio	Estator unidad 5 central Guavio, modernización sistema de excitación, reguladores de velocidad, recuperación turbinas y rodetes central, obras civiles Guavio y quipos de energía y electromecánicos.	18.443.397
CH-Guaca	Automatización telecontrol y centro de procesamiento datos centrales; Bobinados estator Guaca y Paraíso; manejo olores y sistema de izaje central Paraíso.	12.114.447

Central	Proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2019
CH – Betania	Reforzamiento diques colas y recuperación agujas y bequereles; recuperación fosos turbina; sistemas de excitación unidades 1 y 2, automatización y telecontrol centrales; adquisición de equipos electromecánicos y recuperación de estructuras.	10.736.489
Otras inversiones	Mobiliarios y obras civiles centrales hidroeléctricas y térmicas; equipos de cómputo y comunicación.	6.383.923
CF - Cartagena	Sistema de conjunto turbina unidad 3, sistemas de generador de vapor y sistemas de ventilador, recuperación de estructuras civiles, mejoramientos equipos de planta. Adquisición de equipos de energía y electromecánicos.	5.787.257
Total		**$ 307.465.761**

CH- Central Hidroeléctrica CF- Central Fuel Oil CC - Central Carbón

(b) Al 31 de diciembre de 2019, los traspasos de activos de curso a explotación se efectuaron en las siguientes centrales y corresponden a mejoras en los equipos, mantenimientos mayores y modernizaciones para mejorar el desempeño, confiablidad y eficiencia en las plantas:

Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019	
Central	**Total activación**
CH- Quimbo	158.548.169
CC – Termozipa	102.657.210
Otras Inversiones	16.811.891
CH – Betania	14.878.923
CH - Centrales Menores (Rio Bogotá)	9.055.289
CH – Guavio	7.641.381
CH-Tequendama	6.806.525
CF – Cartagena	6.263.728
CH-Dario Valencia	3.294.875
CH-Guaca	2.395.844
Total	**328.353.835**

CH. - Central hidroeléctrica, CC. - Central Carbón, CF- Central fuel oil

(c) Al 31 de diciembre de 2019 se realizan bajas por $4.891.021 correspondientes a: centrales hidroeléctricas $1.564.009; vehículos renting $1.546.435; centrales térmicas $1.495.373; predios centrales Hidráulicas $ 237.432; instalaciones fijas y accesorios y otras instalaciones $47.772.

Al 31 de diciembre la Compañía no presenta propiedad, planta y equipos cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 31 de diciembre la Compañía presenta en funcionamiento las unidades disponibles para generación, en las centrales hidráulicas y térmicas.

(2) **Arrendamiento financiero**

Corresponden a los acuerdos de arrendamiento financiero de vehículos establecidos principalmente con Transportes Especializados JR S.A.S. destinados para apoyar la operación de la Compañía; y de edificios para las oficinas de la Compañía con Patrimonios Autónomos Fiduciaria Bogotá.

Los plazos de los contratos en promedio oscilan entre 16 y 65 meses, período en el cual se amortizan los activos reconocidos.

Respecto a la flota de vehículos está contratada principalmente con Transportes Especiales FSG en un 88% y con Compañía Naviera del Guavio Ltda. en un 4%, los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 25 cuotas.

Por otro lado, el saldo de edificios en un 71% corresponde al contrato con Patrimonios Autónomos Fiduciaria Bogotá y el 24% con Caldwell Management S.A.S los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 53 cuotas.

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Pagos mínimos por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos financieros	Al 31 de diciembre de 2019			Al 31 de diciembre de 2018		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Inferior a un año	$ 5.495.137	$ 648.077	$ 4.847.060	$ 2.300.178	$ 161.951	$ 2.138.227
Posterior a un año pero menor de cinco años	7.229.652	526.391	6.703.261	194.827	21.809	173.018
Total	**$ 12.724.789**	**$ 1.174.468**	**$ 11.550.321**	**$ 2.495.005**	**$ 183.760**	**$ 2.311.245**

Arrendamiento operativo

Los estados de resultados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, incluyen $254.932 y $2.983.046, respectivamente, correspondiente al pago de los contratos de arrendamiento operativo, entre ellos:

Sedes administrativas	Fecha inicial	Fecha final	Opción de compra
Local cafetería 82-Zona E	ene-19	dic-19	No
Oficina Cali	abr-19	mar-20	No

Estos contratos se ajustan anualmente por el Índice de Precios al Consumidor (IPC), aplicando así para la Zona E IPC + 1.5 puntos.

Al 31 de diciembre de 2019, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Pagos futuros mínimos del arrendamiento no cancelables, arrendatarios	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
No posterior a un año (*)	$ 10.800	$ 929.325
Posterior a un año pero menor de cinco años (*)	-	1.071.600
	$ 10.800	$ 2.000.925

(*)Los valores no incluyen IVA

Pólizas de seguro

Las siguientes son las pólizas para la protección de bienes de la Compañía:

Bien asegurado	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (Cifras expresadas en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
Patrimonio de la empresa	Responsabilidad civil extracontractual	USD$20.000	1/11/2020	Axa Colpatria
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD$ 200 millones en exceso de USD$ 20 millones	USD$200.000	1/11/2020	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de EUR 300 millones en exceso de EUR 200 millones)	€ 300.000	1/11/2020	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil ambiental	USD 11.323	31/10/2020	Chubb Seguros
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMACC – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria.	€ 1.000.000	31/10/2020	Mapfre Seguros Colombia
Vehículos	Responsabilidad Civil Extracontractual	$600.000 por vehículo	02/01/2020	Seguros Mundial
Mercancías y bienes	Transporte de mercancías	$5.000.000 por despacho	31/07/2020	HDI Seguros S.A.

(*) Los contratos de las pólizas de la Compañía son firmados en dólares y euros.

Las indemnizaciones recibidas al 31 de diciembre de 2019 por siniestros son:

Siniestro	Fecha siniestro	Aseguradora	Amparo afectado	Valor en reclamación
Quimbo (1)	01/06/2016	Mapfre	Daños materiales	$ 9.662.648
Quimbo (1)	01/06/2016	Mapfre	Lucro cesante	6.347.402
Total				$ 16.010.050

(1) Este siniestro ocurrió en el 2016 y fue indemnizado por la aseguradora en el 2019.

13. Otros pasivos financieros

	Al 31 de diciembre de 2019			Al 31 de diciembre de 2018		
	Corriente			Corriente		
	Capital	Intereses	No Corriente	Capital	Intereses	No Corriente
Bonos emitidos (1)	$ 241.043.837	$ 78.740.276	$ 2.681.981.368	$ 596.874.317	$ 82.726.065	$ 2.922.005.893
Obligaciones por leasing (2)	4.836.045	11.005	6.703.275	2.138.228	-	173.018
Instrumentos derivados (3)	4.560.865	-	-	1.922.833	-	-
Securitización (4)	-	-	-	47.669.218	-	-
Club Deal (5)	-	-	-	30.000.000	313.620	120.000.000
	$ 250.440.747	**$ 78.751.281**	**$ 2.688.684.643**	**$ 678.604.596**	**$ 83.039.685**	**$ 3.042.178.911**

(1) Al 31 de diciembre de 2019, la variación corresponde principalmente a:

- Pago de los bonos B10-09 por $160.060.000 y el B3-16 por $234.870.000 cuya fecha de vencimiento para ambos tramos fue el 11 de febrero de 2019.
- Pago de los bonos B6-13 Quimbo por $152.530.000 y B6-13 Emgesa por $ 49.440.000 cuya fecha de vencimiento para ambos tramos fue el 11 de septiembre de 2019.

En deuda financiera la Compañía tiene vigentes siete (7) emisiones de bonos en el mercado local bajo el programa de emisión y colocación de bonos de la Compañía y una (1) emisión de bonos en el mercado internacional.

A continuación, se presentan las principales características financieras de los bonos emitidos desde el 2005 y vigentes al 31 de diciembre de 2019:

Programa de emisión y colocación de bonos ordinarios de la compañía en el mercado local

La Compañía cuenta con un programa de emisión y colocación de bonos y papeles comerciales que le permite realizar emisiones sucesivas de dichos valores bajo el cupo global que se encuentre autorizado y disponible, y durante el período de vigencia del mismo. Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía había ofrecido y colocado ocho (8) emisiones de bonos (también referidas como "Tramos" de acuerdo a la terminología establecida en el prospecto del programa) con cargo al programa, las cuales se encontraban vigentes a la fecha mencionada, a excepción del primer tramo por $170.000.000 que venció el 20 de febrero de 2017. Todas las emisiones de bonos realizadas bajo el Programa de la Compañía se encuentran calificadas AAA (Triple A) por Fitch Ratings Colombia S.C.V., y se encuentran desmaterializadas bajo la administración de Deceval S.A., en el 2019 no se presentó emisión de bonos.

A continuación, se describen las condiciones financieras generales del programa de emisión y colocación de bonos de la Compañía en el mercado local:

Clase de Títulos	Bonos Ordinarios
Aprobación inicial Superintendencia Financiera	Resolución No. 1235 de 18 de julio de 2006
Cupo Global Inicialmente Aprobado	$700.000.000
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 0833 del 16 de junio de 2009
Primer Incremento al Cupo Global Autorizado:	En$1.200.000.000 adicionales
Primera prórroga del plazo de colocación	Hasta el 26 de junio de 2012
Aprobación prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1004 del 29 de junio de 2012
Segunda prórroga del plazo de colocación	Hasta el 18 de julio de 2015
Segundo incremento al Cupo Global Autorizado:	En$850.000.000 adicionales
Aprobación incremento del cupo de colocación:	Resolución No, 1980 del 6 de noviembre de 2014
Tercer incremento al Cupo Global Autorizado:	En$315.000.000 adicionales
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1235 del 8 de septiembre de 2015.

Clase de Títulos	Bonos Ordinarios
Cuarto incremento al Cupo Global Autorizado:	En$650.000.000 adicionales
Tercera prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 14 de septiembre de 2018
Inclusión papeles comerciales en el programa:	Resolución No. 0173 del 13 de febrero de 2018
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1193 del 13 de septiembre de 2018
Quinto incremento al Cupo Global Autorizado:	En$685.000.000 adicionales
Cuarta prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 1 de octubre de 2021
Cupo Global Total Autorizado al 31 de dic de 2019:	$4.400.000.000
Monto emitido bajo el Programa al 31 de dic de 2019	$3.315.000.000
Cupo global disponible al 31 de diciembre de 2019:	$1.085.000.000
Administración	Deceval S.A.

La Compañía ha emitido 8 tramos de bonos bajo el mencionado programa, así:

Primer Tramo:

Valor total colocado	$170.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2019	Sub–serie B10:$0
Valor nominal por bono	$10.000
Plazo de emisión	10 años
Fecha de emisión:	20 de febrero de 2007
Fecha de vencimiento:	20 de febrero de 2017
Tasa Cupón	IPC + 5,15% E.A.

El 20 de febrero de 2017 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B10 por $170.000.000.

Segundo Tramo:

Valor total colocado	$265.000.000 así:	
	Sub–serie A5:	$ 49.440.000
	Sub serie B10:	$160.060.000
	Sub serie B15:	$ 55.500.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2019	$55.500.000	
Valor nominal por bono	$10.000	
Plazo de emisión	Sub–serie A5: 5 años Sub–serie B10: 10 años Sub–serie B15: 15 años	
Fecha de emisión:	11 de febrero de 2009, para todas las sub–series	
Fecha de vencimiento:	Sub–serie A5: 11 de febrero de 2014 Sub–serie B10: 11 de febrero de 2019 Sub–serie B15: 11 de febrero de 2024	
Tasa Cupón	Sub–serie A5: DTF T.A. + 1.47% Sub–serie B10: IPC + 5,78% E.A. Sub–serie B15: IPC + 6,09% E.A.	

El 11 de febrero de 2014 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie A5 por $49.440.000.

El 11 de febrero de 2019 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B10 por $160.060.000.

Tercer Tramo:

Valor total colocado	$400.000.000 así:	
	Sub–serie E5:	$ 92.220.000
	Sub–serie B9:	$218.200.000
	Sub–serie B12:	$ 89.580.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2019	$89.580.000	
Valor nominal por bono	$10.000	
Plazo de emisión	Sub–serie E5: 5 años	
	Sub–serie B9: 9 años	
	Sub–serie B12: 12 años	
Fecha de Emisión	2 de julio de 2009 para todas las sub–series	
Fecha de vencimiento	Sub–serie E5: 2 de julio de 2014	
	Sub–serie B9: 2 de julio de 2018	
	Sub–serie B12: 2 de julio de 2021	
Tasa cupón	Sub–serie E5: Tasa Fija 9,27% E.A.	
	Sub–serie B9: IPC + 5,90% E.A.	
	Sub–serie B12: IPC + 6,10% E.A.	

El 2 de julio de 2014 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub–serie E5 por $92.220.000.

El 2 de julio de 2018 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub–serie B9 por $218.200.000.

Cuarto Tramo:

Valor total colocado	$500.000.000 así:	
	Sub–serie B10:	$ 300.000.000
	Sub–serie B15:	$ 200.000.000
Costos de transacción al 31 de dic.2019	$266.043	
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2019	$499.733.957	
Valor nominal por bono	$10.000	
Plazo de emisión	Sub–serie B10: 10 años	
	Sub–serie B15: 15 años	
Fecha de emisión	13 de diciembre de 2012	
Fecha de vencimiento	Sub–serie B10: 13 de diciembre de 2022	
	Sub–serie B15: 13 de diciembre de 2027	
Tasa Cupón	Sub–serie B10: IPC + 3,52% E.A.	
	Sub–serie B15: IPC + 3,64% E.A.	

Quinto Tramo:

Valor total colocado	$565.000.000, así:	
	Sub–serie B6:	$201.970.000
	Sub–serie B12:	$363.030.000
Costos de transacción al 31 de dic.2019	$201.705	
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2019	$362.828.294	
Valor nominal por bono	$10.000	
Plazo de emisión	Sub–serie B6: 6 años	
	Sub–serie B12: 12 años	
Fecha de emisión	11 de septiembre de 2013	

Fecha de vencimiento	Sub–serie B6: 11 de septiembre de 2019
	Sub–serie B12: 11 de septiembre de 2025
Tasa cupón	Sub–serie B6: IPC + 4,25% E.A.
	Sub–serie B12: IPC + 5,00% E.A.

El 11 de septiembre de 2019 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub–serie B6 por $201.970.000.

Sexto Tramo:

	$590.000.000 así:	
	Sub–serie B6:	$241.070.000
	Sub–serie B10:	$186.430.000
Valor total colocado	Sub–serie B16:	$162.500.000
Costos de transacción al 31 de dic.2019	$280.161	
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2019	$589.719.839	
Valor nominal por bono	$10.000	
	Sub–serie B6: 6 años	
	Sub–serie B10: 10 años	
Plazo de emisión	Sub–serie B16: 16 años	
Fecha de emisión	16 de mayo de 2014	
	Sub–serie B6: 16 de mayo de 2020	
	Sub–serie B10: 16 de mayo de 2024	
Fecha de vencimiento	Sub–serie B16: 16 de mayo de 2030	
	Sub–serie B6: IPC + 3,42% E.A.	
	Sub–serie B10: IPC + 3,83% E.A.	
Tasa cupón	Sub–serie B16: IPC + 4,15% E.A.	

Séptimo Tramo:

	$525.000.000, así:	
Valor total colocado	Sub–serie B3:	$234.870.000
	Sub–serie B7:	$290.130.000
Costos de transacción al 31 de dic.2019	$194.034	
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2019	$289.935.966	
Valor nominal por bono	$10.000	
	Sub–serie B3: 3 años	
Plazo de emisión	Sub–serie B7: 7 años	
Fecha de emisión	11 de febrero de 2016	
	Sub–serie B3: 11 de febrero de 2019	
Fecha de vencimiento	Sub–serie B7: 11 de febrero de 2023	
	Sub–serie B3: IPC + 3,49% E.A.	
Tasa cupón	Sub–serie B7: IPC + 4,69% E.A.	

El 11 de febrero de 2019 se efectuó el pago por vencimiento de los bonos de la Sub–serie B3 por $234.870.000.

Octavo Tramo (*):

	$300.000.000 así:	
Valor total colocado	Sub–serie E6:	$300.000.000
Costos de transacción al 31 de dic.2019	$220.087	

Saldo vigente al 31 de diciembre de 2019	$299.779.913
Valor nominal por bono	$10.000
Plazo de emisión	Sub–serie E6: 6 años
Fecha de emisión	27 de septiembre de 2016
Fecha de vencimiento	Sub–serie E6: 27 de septiembre de 2022
Tasa cupón	Sub–serie E6: 7,59% E.A.

Bonos globales internacionales en pesos

El 20 de enero de 2011, la Compañía colocó su primera emisión de bonos en el mercado internacional de capitales por $736.760.000, a un plazo de 10 años. Los bonos emitidos por la Compañía, denominados en pesos y pagaderos en dólares.

De acuerdo con el Offering Memorandum la Compañía pagó los intereses en el 2018, a una tasa final de 9,11%.

La operación forma parte de la estructura financiera del proyecto hidroeléctrico El Quimbo y permitió obtener los recursos de prefinanciamiento de las necesidades del proyecto para 2011 y parte de 2012 y refinanciar otras obligaciones financieras.

Formato de registro	144 A/ Reg S
Valor total de la emisión en pesos	$736.760.000
Costos de transacción al 31 de dic.2019	$812.763
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2019	$735.947.236
Uso de los fondos	Financiamiento de nuevos proyectos como El Quimbo y refinanciamiento de otras obligaciones financieras, además de otros usos generales de la Compañía.
Valor nominal	$5.000 cada bono
Plazo	10 años, con amortización al vencimiento.
Periodicidad de los intereses	Anual
Conteo de días	365/365
Administrador de la emisión, agente de pago, agente de cálculo y de transferencia	The Bank of New York Mellon
Rendimiento	8,75% E.A.
Calificación internacional	BBB (estable) por Fitch Ratings y Standard & Poor's

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

		Corriente			No Corriente						
Descripción	Tasa EA	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	Más de 10 años	Total no corriente
Programa Segundo Tramo B104-15	10%	$ 759.897	$ -	$ 759.897	$ -	$ -	$ -	$ 55.500.000	$ -	$ -	$ 55.500.000
Programa Tercer Tramo B105-12	10%	2.190.614	-	2.190.614	89.580.000	-	-	-	-	-	89.580.000
Bono exterior Z47	9%	7.663.755	-	7.663.755	89.187.236	-	-	-	-	-	89.187.236
Bono exterior Z58	9%	55.073.450	-	55.073.450	646.760.000	-	-	-	-	-	646.760.000
Programa Cuarto Tramo B10	7%	1.138.935	-	1.138.935	-	299.875.611	-	-	-	-	299.875.611
Programa Cuarto Tramo B15	7%	771.567	-	771.567	-	-	-	-	199.858.346	-	199.858.346
Programa Quinto Tramo B12	8%	1.825.734	-	1.825.734	-	-	-	-	362.828.294	-	362.828.294
Programa Sexto Tramo B16	8%	1.620.369	-	1.620.369	-	-	-	-	-	162.372.823	162.372.823
Programa Sexto Tramo B10	7%	1.785.254	-	1.785.254	-	-	-	186.303.179	-	-	186.303.179
Programa Sexto Tramo B6-2	7%	1.188.543	131.052.879	132.241.422	-	-	-	-	-	-	-
Programa Sexto Tramo B6-14	7%	997.480	109.990.958	110.988.438	-	-	-	-	-	-	-
Programa Séptimo Tramo B-7	8%	3.421.399	-	3.421.399	-	-	289.935.966	-	-	-	289.935.966
Programa Octavo Tramo E6	8%	303.279	-	303.279	-	299.779.913	-	-	-	-	299.779.913
Total bonos		$ 78.740.276	$ 241.043.837	$ 319.784.113	$ 825.527.236	$ 599.655.524	$ 289.935.966	$ 241.803.179	$ 562.686.640	$ 162.372.823	$ 2.681.981.368

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

		Corriente			No Corriente						
Descripción	Tasa EA	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	Más de 10 años	Total no corriente
Programa Segundo Tramo B104-10	9%	$ 162.058.441	$ -	$ 162.058.441	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Programa Segundo Tramo B104-15	10%	716.178	-	716.178	-	-	-	-	55.500.000	-	55.500.000
Programa Tercer Tramo B105-12	10%	2.064.704	-	2.064.704	-	89.580.000	-	-	-	-	89.580.000
Bono exterior Z47	9%	7.663.755	-	7.663.755	-	90.000.000	-	-	-	-	90.000.000
Bono exterior Z58	9%	55.073.450	-	55.073.450	-	645.210.343	-	-	-	-	645.210.343
Programa Cuarto Tramo B10	7%	1.051.333	-	1.051.333	-	-	299.840.710	-	-	-	299.840.710
Programa Cuarto Tramo B15	7%	713.176	-	713.176	-	-	-	-	199.844.996	-	199.844.996
Programa Quinto Tramo B12	8%	1.708.117	-	1.708.117	-	-	-	-	362.801.451	-	362.801.451
Programa Quinto Tramo B6-1	8%	653.545	152.510.681	153.164.226	-	-	-	-	-	-	-
Programa Quinto Tramo B6-2	8%	211.836	49.433.636	49.645.472	-	-	-	-	-	-	-
Programa Sexto Tramo B16	8%	1.505.481	-	1.505.481	-	-	-	-	-	162.364.060	162.364.060
Programa Sexto Tramo B10	7%	1.653.541	-	1.653.541	-	-	-	-	186.281.811	-	186.281.811
Programa Sexto Tramo B6-2	7%	1.096.073	-	1.096.073	131.025.339	-	-	-	-	-	131.025.339
Programa Sexto Tramo B6-1	7%	919.875	-	919.875	109.965.973	-	-	-	-	-	109.965.973
Programa Séptimo Tramo B-3	7%	237.068.812	-	237.068.812	-	-	-	-	-	-	-
Programa Séptimo Tramo B-7	8%	3.194.464	-	3.194.464	-	-	-	289.879.442	-	-	289.879.442
Programa Octavo Tramo E6	8%	303.284	-	303.284	-	-	299.711.768	-	-	-	299.711.768
Total bonos		**$ 477.656.065**	**$ 201.944.317**	**$ 679.600.382**	**$ 240.991.312**	**$ 824.790.343**	**$ 599.552.478**	**$ 289.879.442**	**$ 804.428.258**	**$ 162.364.060**	**$ 2.922.005.893**

(2) el aumento de las obligaciones leasing a 31 de diciembre de 2019, corresponde principalmente al reconocimiento del pasivo producto de la adopción de la NIIF 16 Arrendamientos así.

	A 31 de diciembre de 2019	
	Corriente	No corriente
Contratos adopción NIIF 16	**$ 1.725.069**	**$ 3.385.423**
Edificios	1.407.004	3.385.423
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	318.065	-
Contratos firmados de enero a diciembre de 2019 (*)	**$ 2.857.206**	**$ 3.269.454**
Edificios	102.715	83.207
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	2.754.491	3.186.247
Total pasivos por arrendamientos NIIF 16	**$ 4.582.275**	**$ 6.654.877**

Las tasas EA de los anteriores contratos oscilan de 6,74% a 13,25%.

El gasto financiero correspondiente a la amortización de los contratos de arrendamiento firmados entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2019 es de $422.867.

(*) En edificaciones el contrato más significativo es con Patrimonios Autónomos Fiduciaria Bogotá por $3.545.393 y para medios de transporte es con Transportes Especiales FSG por $5.773.469 por concepto de arrendamiento.

El detalle de las Obligaciones por leasing comerciales a 31 de diciembre de 2019 diferentes a NIIF 16 es el siguiente:

			Corriente			No corriente	
Descripción	Tasa	Tipo de tasa	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	Total No Corriente
Equirent S.A	8%	Fija	$ 15.256	$ 31.447	$ 46.703	$ -	$ -
Mareauto Colombia S.A.S	12%	Fija	74.105	143.967	218.072	48.398	48.398
Total Leasing			**$ 89.361**	**$ 175.414**	**$ 264.775**	**$ 48.398**	**$ 48.398**

El detalle de las Obligaciones por leasing comerciales a 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

			Corriente			No corriente	
Descripción	**Tasa**	**Tipo de tasa**	**Menos de 90 días**	**Más de 90 días**	**Total Corriente**	**1 a 2 años**	**Total No Corriente**
Equirent S.A	8%	Fija	$ 183.333	$ 570.079	$ 753.412	$ 46.702	$ 46.702
Mareauto Colombia S.A.S	12%	Fija	61.037	191.013	252.050	126.316	126.316
Transportes Especializados JR S.A.S.	12%	Fija	362.997	769.769	1.132.766	-	-
Total Leasing			**$ 607.367**	**$ 1.530.861**	**$ 2.138.228**	**$ 173.018**	**$ 173.018**

(3) Al 31 de diciembre de 2019 la principal variación corresponde a la constitución del Swap Climático MTM por $ (4.287.967) con Munich RE para cubrir el escenario seco que se pueda presentar en la generación de la planta el Guavio, por otro lado la liquidación del derivado Swap por $ 145 de tipo de cobertura de flujo de caja para cubrimiento de la tasa de interés deuda en IPC del bono del Programa Cuarto Tramo B10 y 3 derivados-Forward con valoración pasiva por $273 correspondientes a coberturas por pago de facturas seguros $207, cobertura para automatización de Central Rio $35 y facturas technical Fee $30.

Al 31 de diciembre de 2018 se tenía constituido un derivado - forward con valoración pasiva por $959 correspondiente a subyacente para pago de capex en Termozipa y un SWAP por $1.921.874 para cubrimiento de la tasa de interés deuda en IPC del bono del Programa Cuarto Tramo B10, los anteriores de tipo de cobertura de flujo de caja, los cuales fueron cancelados en su totalidad a de acuerdo a su vencimiento el 2 de febrero y el 13 de diciembre de 2019 respectivamente.

(4) La variación corresponde al traslado del pasivo al Banco Santander por concepto de venta de cartera estimada de acuerdo a contrato marco de compraventa de cuentas por cobrar no comprometido, el cual tiene por objeto la compraventa de créditos, mediante la cesión sin recurso al Banco, respondiendo la Compañía por la existencia, legalidad, eficacia, validez y exigibilidad de las cuentas por cobrar y el contrato comercial frente a un grupo de deudores elegibles, pero no de la solvencia de los deudores. Al 31 de diciembre de 2019 el traslado al pasivo fue por $ 41.247.732, por lo anterior se establece que "si una entidad no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y recompensas inherentes a la propiedad de un activo transferido, y retiene el control sobre éste, continuará reconociendo el activo transferido en la medida de su implicación continuada. La medida de la implicación continuada de la entidad en el activo transferido es la medida en que está expuesta a cambios de valor del activo transferido". Para diciembre de 2018 las operaciones de venta de cartera estimada la implicación continuada para el Mercado Mayorista y Mercado No regulado se reconoció por $6.421.486.

Al 31 de diciembre de 2019 la compañía no posee obligaciones correspondientes a préstamos bancarios.

(5) Al 31 de diciembre de 2019 la Compañía no posee obligaciones correspondientes a préstamos bancarios, el crédito del Club Deal fue cancelado de acuerdo al prepago realizado el 12 de diciembre del 2019 por el valor total del préstamo $135.000.000 que se había adquirido con el banco BBVA, se canceló con recursos propios dado que había disponibilidad de caja y así se logró una disminución en el gasto financiero.

El detalle de las obligaciones del Club Deal y préstamos bancarios a 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

		Corriente		No Corriente					
Descripción	**Tasa EA**	**Más de 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 BBVA	6%	$ 30.313.620	$ 30.313.620	$ 15.000.000	$ 30.000.000	$ 30.000.000	$ 30.000.000	$ 15.000.000	$ 120.000.000
Total Club Deal			$ 30.313.620						$ 120.000.000

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía cuenta con $3.928.803.095 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, de manera conjunta con Codensa S.A. E.S.P. y reasignables entre las dos Compañías, respecto de las cuales, en caso de requerirse, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso.

Adicionalmente, se tiene aprobada una línea de crédito intercompañía con Codensa S.A. E.S.P. por USD$100 millones para propósitos generales de la Compañía". Al 31 de diciembre de 2019, no existen garantías en obligaciones financieras.

14. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Cuentas por pagar bienes y servicios (a)	$ 171.174.036	$ 228.853.451
Proveedores por compra de energía (b)	77.584.390	94.606.436
Otras cuentas por pagar (c)	69.855.966	43.847.938
Impuestos distintos a la Renta (d)	30.438.703	23.623.855
Provisión para pago de impuestos	22.095.140	16.401.288
Impuestos territoriales, contribuciones, municipales y afines	8.343.563	7.222.567
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**$ 349.053.095**	**$ 390.931.680**

(a) La variación entre 31 de diciembre de 2019 y 2018 corresponde principalmente a los pagos asociados al servicio de obras civiles y mantenimiento de las centrales de generación por $41.824.559, pago por compras de energía en bloque principalmente a Empresas Públicas de Medellín, hidroeléctrica del Alto Porce, Americana de Energía por $19.633.374.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2019, se reconoció un pasivo asociado a servicios principalmente de Accenture, Compass Group Services de Colombia, Everis de Colombia, Indra Colombia, Inemec, Integral, Reivax y Transportes Especiales FSG por $13.415.818

(b) La variación entre 31 diciembre 2019 y 2018 corresponde a la disminución en el estimado por pasivos del margen variable asociados a los costos de generación de energía por $16.106.517 y gas $915.529.

(c) La variación entre 31 de diciembre de 2019 y 2018 corresponde principalmente al pasivo reconocido de las otras cuentas por pagar asociadas servicios de factoring Citibank pago a proveedores por $6.196.485, Axia Energía por $7.161.105, Mapfre Seguros Generales de Colombia por $3.929.546, Corporación Autonoma Regional del Alto Magdalena por $1.781.163, Proing por $1.452.815 y Seguridad Atlas por $1.303.371

Al 31 de diciembre de 2019, se reconoció un pasivo por contribución de energía operadores de red mercado no regulado por $2.579.988 y sobretasa de $4 kilovatio hora contemplado en El Plan Nacional de Desarrollo artículo 311 para los usuarios comerciales e industriales de los estratos 4,5 y 6, con el fin de cubrir el pago de las obligaciones financieras en las que llegue a incurrir el fondo empresarial de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, recaudado a través de los comercializadores del servicio de energía eléctrica por $5.299.630

(d) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre del 2018
Provisión para pago de impuestos (*)	$ 22.095.140	$ 16.401.288
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (**)	8.343.563	7.222.567
	$ 30.438.703	**$ 23.623.855**

* La variación entre el 31 de diciembre de 2019 y 2018, corresponde a la retención en la fuente realizada a terceros por $4.839.398 y autorretenciones $854.454.

** Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, corresponde principalmente a la contribución de ley 99 por $6.966.646 y $5.905.113, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, los impuestos distintos a la renta se detallan así:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Autorretención por pagar a la administración tributaria	$ 13.724.203	$ 12.869.749
Retención en la fuente a terceros	8.370.937	3.531.539
Contribución Ley 99	6.966.646	5.905.113
Impuesto de industria y comercio neto	847.772	886.342
Retención por industria y comercio	385.703	372.625
IVA por pagar neto	143.442	58.487
Pasivos por impuestos corrientes	**$ 30.438.703**	**$ 23.623.855**

15. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2019		Al 31 de diciembre de 2018	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otras provisiones	**$ 99.825.117**	**$ 139.413.713**	**$ 80.879.788**	**$ 112.232.378**
Ambiental y obras Quimbo (1)	80.203.836	60.353.887	51.148.256	35.773.793
Plan de Restauración Quimbo (1)	19.185.321	63.329.404	29.731.532	76.458.585
Plan de Compensación CAR (2)	435.960	15.730.422	-	-
Provisión de reclamaciones legales (3)	**2.708.700**	**6.823.789**	**3.083.516**	**7.863.353**
Civiles y otros	2.509.278	5.674.243	2.885.294	6.719.868
Laborales	199.422	1.149.546	198.222	1.143.485
Desmantelamiento (4)	**-**	**1.021.877**	**-**	**300.123**
Total Provisiones	**$ 102.533.817**	**$ 147.259.379**	**$ 83.963.304**	**$ 120.395.854**

(1) La Provisión de la Central Ambiental Hidroeléctrica El Quimbo está constituida por: i) Ambiental y obras Quimbo, la cual corresponde principalmente a obligaciones para reposición de infraestructura, liquidación de contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central ejecutadas dentro del cronograma de obras propuesto por el proyecto entre el 2017 y 2021. ii) Plan de Restauración, incluye las obras necesarias para mitigar el impacto ambiental con ocasión del llenado del embalse y que involucra flujos de ejecución estimados en 30 años. Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra la restauración de bosques, mantenimiento de la franja de protección y del embalse, desarrollo del programa íctico y pesquero y programas de monitoreo de fauna, flora, clima y paisaje.

La tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y de plan de restauración Quimbo a diciembre 2019 es 6,76% y 6,48 EA y a diciembre de 2018 es 7,63% y 7,44% EA, respectivamente.

(2) Plan de compensación CAR: Al 31 diciembre de 2019, el valor reconocido como provisión por plan de compensación CAR, corresponde a la obligación ambiental de la Compañía de acuerdo con la resolución 2984 del 9 de octubre de 2017 ejecutoriada el 10 de abril de 2018 que otorga concesión de aguas para la operación de las centrales del Rio Bogotá y Termozipa, emitida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), el 12 de noviembre de 2019 se remite a la CAR el plan de compensación ajustado conforme al resultado de las mesas de trabajo del 2019, el cual se encuentra pendiente de aprobación.

La tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión plan de compensación CAR a diciembre 2019 es 6,80% EA.

(3) Al 31 de diciembre de 2019, el valor de las pretensiones en las reclamaciones a la Compañía por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a $4.233.777.090 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado $2.685.199 incluyendo la actualización financiera para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. La Administración estima que los resultados de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada serán favorables para los intereses de la Compañía y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera de la Compañía. Adicional se encuentran provisionadas sanciones de la Central Hidroeléctrica el Quimbo por $3.147.969, las cuales están detalladas en la Nota 32 sanciones.

Por otro lado, primas de éxito por $3.699.321, que se harán efectivas cuando el abogado tenga fallo a favor de la Compañía de los procesos pactados.

Al 31 de diciembre de 2019, el valor de las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y contratistas se detalla así:

Procesos	Calificación	No. de procesos	No de Procesos (cuantía indeterminada)	Valor de la contingencia	Valor de la provisión
Laborales	Probable	5	-	1.371.209	$ 1.348.968
	Posible	22	6	1.720.696	-
	Remota	5	-	20.181.000	-
Total Laborales		**32**	**6**	**23.272.905**	**1.348.968**
Inundaciones antes del año 1997	Probable(*)	5	-	1.009.819	1.011.996
	Posible	2	-	4.196.251	-
Total Inundaciones A.1997		**7**	**-**	**5.206.070**	**1.011.996**
Otros	Probable	5	1	295.500	281.962
	Posible	34	27	5.611.331	-
	Remota	28	17	122.335.255	-
Total Otros		**67**	**45**	**128.242.086**	**281.962**
Inundaciones después del año 1997	Probable	2	-	42.223	42.273
	Posible	1	-	4.297.203	-
Total Inundaciones D.1997		**3**	**-**	**4.339.426**	**42.273**
Quimbo	Probable	1	-	4.700	-
	Posible	178	35	436.512.694	-
	Remota	2	1	5.377.741	-
Total Quimbo		**181**	**36**	**441.895.135**	**-**
Emgesa-civil	Posible	21	15	417.232.038	-
Total civil		**21**	**15**	**417.232.038**	**-**
Total Procesos		**311**	**102**	**$ 1.020.187.660**	**$ 2.685.199**

(a) El valor de la contingencia corresponde a la cuantía por la cual según la experiencia de los abogados es la mejor estimación a pagar si el fallo fuere en contra de la Compañía. La provisión es determinada por los abogados como la cuantía de pérdida en el evento que el fallo pueda ser probable; los procesos calificados como probables se provisionan al cien por ciento sobre el valor real de la contingencia.

(*) Los procesos correspondientes a inundaciones antes de 1997, son reconocidos por el Ministerio de Hacienda y Crédito público a la Compañía (Ver Nota 6)

Detalle de los principales procesos jurídicos que tiene la Compañía al 31 de diciembre 2019 calificados como probables:

Procesos	Fecha de Inicio	Pretensión	Objeto del juicio	Estado actual y situación procesal
José Rodrigo Alvarez Alonso	2013	33.000.000	Acción de Grupo: Por la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se vieron disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, se hubiera tenido en cuenta.	Se encuentra en etapa probatoria.

Procesos	Fecha de Inicio	Pretensión	Objeto del juicio	Estado actual y situación procesal
Luz Nelly Olarte y Otros (94) Acumulado con: 2004-00057 Luis Ernesto Trujillo Portela (94) 2004-00056 Luís Alberto Ibarra (94) 2005-00065 Edgar Zambrano (94) 2005-00081 Juan Aroca (94) 2005-00014 Álvaro Vega Cedeño y otros (94) 2005-00088 Alfonso Rodríguez (94) 2006-00091 Ángel Antonio Díaz Leyton y Otros (94) 2005-00027 Ana Myriam Rodríguez y otros (94) 2005-00059 Alirio Trilleras (94)	2019	2.953.181	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	Pendiente de resolver recurso de casación y tutela por parte de la Compañía
Proceal	2011	1.903.847	Indemnización por la mortandad masiva de peces ocurrida en Betania en Febrero de 2002	Se encuentra en apelación de sentencia de primera instancia.
Orlando Rojas Cleves	2018	445.223	Ineficacia del despido, por trabajador en situación de debilidad manifiesta, indemnización ley 361 de 1997; Culpa patronal.	Se fijó audiencia de Articulo 80 para el 30 de Enero de 2020, la Plata Huila
Yohana Farley Rodriguez Berrio	2014	300.000	Indemnización de perjuicios por muerte de empleado	Se encuentra al Despacho desde el 17 Julio de 2017 para la fijación de segunda Audiencia en el Tribunal Superior Sala Civil de Neiva
Luis Alfonso Marín	2018	215.310	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011.	Al despacho pendiente de resolver solicitud de nulidad de la Compañía
Hernando Rivera Espinosa	2018	192.000	Indemnización despido sin justa causa	
Audenago Rodríguez Cardozo	2019	143.783	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011	Proceso fue remitido al Juzgado 20 Civil del circuito de Bogotá y se fijó fecha de audiencia para el 10 de Marzo del 2020
Dionel Narváez Castillo	2016	110.000	Solidaridad	Se encuentra desde el 10 Junio 2019 al Despacho Tribunal Superior Sala Civil de Neiva, para resolver apelación de primera instancia propuesta por Impregilo.
German Claros Valenzuela	2018	44.370	Declaración de ineficacia de despido y culpa patronal en accidente de trabajo- solidaridad	Pendiente fijación Audiencia Articulo 80
Luís Ferney Yara (94)	2018	18.720	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	Pendiente de liquidación saldo de condena por parte del juzgado
Aldo Enrique Maltes Escobar	2019	Indeterminada	Perjuicios por hechos de 2007 Purificación, Prado y Saldaña inundaciones año 2017	Pendiente de Notificación al llamado en garantía Axa Colpatria
CAR	2018	Indeterminada	Demandas en contra de resoluciones de la CAR donde se imponen obligaciones para manejo ambiental del embalse el Muña, Tominé y rio Bogotá.	Se encuentran al Despacho pendiente de resolver etapa probatoria y otras pendientes de fallo de segunda instancia.
COMEPEZ S.A.	2015	Indeterminada	Acción Popular por protección al medio ambiente sano, calidad del agua y otros derechos colectivos.	Para fallo de primera instancia desde junio de 2018.
GRUPO ENERGÍA BOGOTA	2019	Indeterminada	14 trámites arbitrales acumulados donde se busca la nulidad de las Actas de la Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas planteando los siguientes argumentos: i) Conflictos de Interés con empresas vinculadas económicas. ii) Imposibilidad de ratificación de autorizaciones para contratar. iii) Indebido levantamiento del conflicto de interés. iv) Violación al AMI en cuanto distribución de utilidades. v) Insuficiente información para toma de decisiones, etc.	En etapa inicial, conciliación y fijación de honorarios de los árbitros.

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

Del 31 de diciembre de 2018 al 31 de diciembre de 2019 los procesos eventuales variaron en $352.126.294 principalmente por los siguientes procesos:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la Demanda	Valor	Acción	Mes
Arbitramento	GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.	Nulidad de actas Junta Directiva (6 Procesos)	$ 417.232.038	Proceso nuevo	jul-19
Responsabilidad civil	Jeysson Pastrana Tovar	Perjuicios Ocasionados	1.879.611	Proceso nuevo	ene-19
Adm. Reparación Directa	Ivan Supuy Home y otros 13 demandantes	Daños y perjuicios ocasionados por Quimbo a los residentes por daño en su actividad económica	1.052.581	Proceso nuevo	ene-18
Civil_Verbal	Tigre Colombia SAS	Daños patrimoniales causados	(450.000)	Proceso Finalizado	may-19
Actuaciones Administrativas	ANLA	Cobro Resolución que Impone Sanción Ambiental	(2.500.000)	Proceso Finalizado	ene-19
Civil_ Ordinario	Nelly Chaux de Almario	Lesión Enorme	(2.741.531)	Proceso Finalizado	nov-19
Civil_ Verbal	Aceneth Sanchez Tamayo	Lesión Enorme	(2.916.900)	Proceso Finalizado	nov-19
Adm. Nulidad y Restablecimiento	CHIVOR SA ESP	Demanda de nulidad de la liquidación que para Chivor se realizó por Cargo por Capacidad.	(2.926.000)	Proceso Finalizado	ene-19
Adm. Nulidad y Restablecimiento	CHIVOR SA ESP	Demanda de nulidad de la liquidación que para Chivor se realizó por Cargo por Capacidad.	(3.330.000)	Proceso Finalizado	ene-19
Adm. Nulidad y Restablecimiento	CHIVOR SA ESP	Demanda de nulidad de la liquidación que para Chivor se realizó por Cargo por Capacidad.	(3.653.000)	Proceso Finalizado	ene-19
Civil_ Verbal	Luis Herminson Rodriguez Sanchez y Otros	Lesión Enorme	(4.500.000)	Proceso Finalizado	nov-19
Adm. Nulidad y Restablecimiento	CHIVOR SA ESP	Demanda de nulidad de la liquidación que para Chivor se realizó por Cargo por Capacidad.	(10.892.000)	Proceso Finalizado	ene-19
Civil_ Ordinario	Israel Urriago Longas y Otro	Lesión Enorme	(14.519.332)	Proceso Finalizado	oct-19
Verbal Mayor Cuantía	Ruber Cufino Hernandez y Otros	Compensación población	(19.609.174)	Cambio de pretensión	abr-19

La Compañía no cuenta con litigios fiscales a 31 de diciembre de 2019 calificados como probables que se encuentren provisionados.

El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Total
Saldo inicial 01 de enero de 2018	**$ 10.712.379**	**$ 225.345.171**	**$ 236.057.550**
Incremento (Decremento) en provisiones existentes	2.717.444	46.874	2.764.318
Provisión utilizada	(1.696.351)	(40.619.483)	(42.315.834)
Actualización efecto financiero	(30.113)	8.639.727	8.609.614
Recuperaciones	(756.490)	-	(756.490)
Total movimientos en provisiones	234.490	(31.932.882)	(31.698.392)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	**$ 10.946.869**	**$ 193.412.289**	**$ 204.359.158**
Incremento (Decremento) en provisiones existentes	1.270.904	64.010.356	65.281.260
Provisión utilizada	(115.376)	(28.864.797)	(28.980.173)
Actualización efecto financiero	6.611	11.702.859	11.709.470
Recuperaciones	(2.576.519)	-	(2.576.519)
Total movimientos en provisiones	(1.414.380)	46.848.418	45.434.038
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	**$ 9.532.489**	**$ 240.260.707**	**$ 249.793.196**

El movimiento de la provisión de reclamaciones legales en el 2019 corresponde principalmente a:

(a) Dotaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Adm_Reparación_ Directa	Aldo Enrique Maltes Escobar	Perjuicios por hechos de 2007 Purificación, Prado y Saldaña inundaciones año 2017	28.560	oct-19
Civil_Ordinario	Libardo Chico	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	1.562	jul-19
Civil_Ordinario	Luz Nelly Olarte y Otros (94)	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	800.000	jun-19
Civil_Ordinario	Urbano Sanchez Perdomo	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	4.000	feb-19
Civil_Verbal	Audenago Rodriguez	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011	4.700	jul-19
Civil_Verbal	Luís Alfonso Marin	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011	275.400	may-19
Laboral_Ordinario	Hernando Rivera (94)	indemnización despido sin justa causa	1.200	nov-19
Primas de Éxito	(en blanco)	Demanda Embalse Muña	103.091	dic-19

(b) Pagos:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Adm_Nulidad_y_ Restablecimiento	CAR	demanda en contra de resoluciones de la CAR para manejo ambiental del embalse el Muña y rio Bogotá.	(6.979)	feb-19
Adm_Reparación_ Directa	Aldo Enrique Maltes Escobar	Perjuicios por hechos de 2007 Purificación, Prado y Saldaña inundaciones año2017	(28.560)	mar-19
Civil_Ordinario	Libardo Chico	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(27.562)	abr-19
Civil_Ordinario	Luís Ferney Yara (94)	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(7.055)	abr-19
Civil_Ordinario	Ruben Charry	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(18.104)	abr-19
Civil_Ordinario	Urbano Sanchez Perdomo	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(22.416)	sep-19
Civil_Verbal	Audenago Rodríguez Cardozo	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011	(4.700)	nov-19

(c) Recuperaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Civil Ordinario	Alfonso Rodriguez	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.989	(1.000.000)	mar-19
Civil_Ordinario	Maria Gladys Guzman Yotros	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(434.119)	mar-19
Civil_Ordinario	Diomedez Lozano Apache(94)	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(343.403)	mar-19
Civil_Ordinario	Hernan Useche Culma (94)	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(240.911)	mar-19
Civil_Ordinario	Abundio Carrillo (94)	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(140.740)	ago-19
Civil_Ordinario	Saúl Cárdenas Trujillo (94)	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(138.638)	mar-19
Civil_Ordinario	Laura Patricia Ayerbe Cortes	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 2011	(45.019)	ago-19
Civil_Ordinario	Alfaro Almanza Muñoz	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 2007	(35.548)	ago-19
Civil_Ordinario	Ruben Charry	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(6.896)	mar-19
Civil_Ordinario	Angel E Guerra (89)	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.989	(6.336)	mar-19
Civil_Ordinario	Urbano Sanchez Perdomo	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(3.227)	ago-19
Civil_Ordinario	Gerardo Charry	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(3.154)	mar-19
Civil_Ordinario	Alfaro Almanza Dussan	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(2.217)	may-19

Reclamación Consorcio Impregilo

Durante el 2015, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante la Compañía una serie de reclamaciones y notas de órdenes de cambio (Noc's) producto de afectaciones económicas por las obras ejecutadas en el contrato CEQ-21 obras civiles principales proyecto Hidroeléctrico El Quimbo.

En sesión ordinaria de junta directiva No 436 celebrada el 19 de octubre de 2016, fueron realizados los análisis técnicos y legales del contrato pactado entre la Compañía y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. La Compañía en aras de evitar un proceso de arbitraje a futuro, decidió cerrar la negociación con el contratista durante el último trimestre de 2016. La pretensión inicial del contratista ascendía a $224.560.000, entre reclamaciones y notas de orden de cambio como resultado de la negociación se cerró el acuerdo por $57.459.000 de pesos más $2.800.000, por el acta del cierre de contrato, y un reajuste a las reclamaciones por $14.541.000, para un total de $74.800.000, estos valores fueron autorizados por la Compañía para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021 por medio del addendum 17 firmado en enero de 2017.

En noviembre de 2016, la Compañía como parte del análisis de las actividades incluidas dentro de la provisión constituida para garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la construcción de la Central, efectuó recuperaciones por actividades que fueron consideradas no necesarias e incluyendo los reajustes a los precios del contrato acordados en junta directiva y que formalizados en addendum 17 el cual fue firmado y pagado durante el primer trimestre de 2017.

Actualmente este contrato entra en etapa de liquidación, una vez se cumpla el término del amparo, calidad y estabilidad de las obras.

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

La Compañía presentó réplica para la Aseguradora, la comunicación se radicó el viernes 4 de mayo de 2018. El 8 de junio de 2018 se recibió respuesta de AXA Colpatria indicando que la reclamación fue objetada, pero que, no obstante, una vez se pruebe la responsabilidad del asegurado y se pruebe el daño entraría a revisar la reclamación, al 31 de diciembre de 2019, esta reclamación no presenta cambios.

La Compañía está realizando análisis y consultas para determinar las posibilidades de éxito al presentar una demanda de arbitraje contra el CIO y AXA Colpatria por la calidad de los trabajos de colocación del enrocado en la cara aguas debajo de La presa.

Se ha contratado a dos asesores externos para que realicen la valoración técnica para determinar las responsabilidades constructivas del contratista y económica de la reclamación al Consorcio Impregilo-OHL por el reperfilado de la presa del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. El informe final estará para el 28 de febrero de 2020 y se tomará la decisión por la Gerencia General de acudir o no a un Tribunal de Arbitramento.

Provisión Programa Ambiental de Inversión 1%

De acuerdo con la Resolución 0899 del 15 de mayo de 2009, mediante la cual la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) otorgó licencia ambiental para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, la Compañía al 31 de diciembre de 2018 tiene registrado como parte del total provisionado $22.128.147 correspondientes al programa de inversión del 1% presentando dentro del marco de la licencia, por la utilización del recurso hídrico superficial de la fuente río Magdalena, de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la ley 99 de 1993 reglamentado por el Decreto 1900 del 12 de septiembre del 2006.

El 25 de noviembre de 2019, se presentó para revisión y aprobación por parte de la ANLA, la liquidación del Plan de Inversión 1% a corte 30 de junio de 2019.

De igual manera, se propuso a la ANLA que los recursos pendientes por ejecutar, se distribuyeran en dos programas específicamente:

» Adquisición de predios y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento, recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas.

» Interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales

(4) Al 31 de diciembre de 2019 de la provisión de desmantelamiento de equipos electromecánicos en El Quimbo se origina por la variación en la tasa de interés utilizada para el descuento de los flujos futuros, VPN, la tasa utilizada a diciembre 2019 es 8,39% EA y a diciembre de 2018 es 11% EA.

16. Pasivos por impuestos corrientes

Las declaraciones de renta de los años gravables 2016, 2017 y 2018 se encuentran abiertas para revisión por parte de las autoridades tributarias. Sin embargo, en opinión de la Gerencia, en el evento en que ocurra, no se esperan diferencias significativas.

Impuesto sobre la renta

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Impuesto de renta corriente (1)	$ 525.577.620	$ 486.524.661
Anticipo de renta año	(164.842.483)	(167.905.090)
Descuentos tributarios y retenciones en la fuente(2)	(2.563.348)	(3.808.202)
Autorretenciones de retención en la fuente	(96.338.013)	(89.051.695)
Autorretenciones otros conceptos	(60.281.977)	(56.386.561)
Impuestos por pagar año anterior (ZOMAC) (3)	5.636.246	600.355
Pasivos por impuestos corrientes	**$ 207.188.045**	**$ 169.973.468**

(1) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el pasivo por impuesto de renta corriente está compuesto por:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del periodo (Ver Nota 28)	$ 525.249.795	$ 486.059.456
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral (Ver Nota 30)	327.825	465.205
	$ 525.577.620	**$ 486.524.661**

(2) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, los descuentos tributarios están compuesto por:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
IVA en activos fijos reales productivos (AFRP)	$ 1.484.384	$ -
Impuesto pagado Industria y Comercio	868.415	-
25% de las donaciones realizadas a entidades sin ánimo de lucro	210.549	203.252
IVA en la importación o adquisición de maquinaria pesada para industrias básicas	-	3.604.950
	$ 2.563.348	**$ 3.808.202**

(3) Corresponde al beneficio otorgado por el Gobierno Nacional que da la posibilidad a las empresas de pagar su impuesto de renta a través de los proyectos de inversión directa, viabilizados y prioritarios de interés social en las zonas más afectadas por el conflicto armado (ZOMAC).

Con ocasión a la reforma tributaria Ley 1943 de 2018, el beneficio anteriormente mencionado estará vigente hasta el 30 de junio de 2019, por cuanto tendrá éste tratamiento las obras por impuestos que hayan sido aprobadas hasta dicha fecha. A partir del 1 de julio de 2019 la aplicación del beneficio por obras cambia la metodología, siendo ahora controlado a través de convenios con las entidades públicas de nivel nacional y con requisitos distintos a los previamente establecidos.

Las principales partidas conciliatorias entre la utilidad antes del impuesto y la renta líquida gravable que explican la diferencia entre la tarifa para sociedades del 33% correspondiente al impuesto sobre la renta y la Sobretasa de Renta del 4% (2018),

respecto a la tasa efectiva sobre la utilidad del 32, 43% al 31 de diciembre de 2019 y del 34, 93% al 31 de diciembre de 2018, son las siguientes:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2019 Valor	Tasa (%)	Al 31 de diciembre de 2018 Valor	Tasa (%)
Utilidad contable antes de impuesto sobre la renta	**$ 1.823.482.815**		**$ 1.568.164.634**	
Partidas que aumentan la renta líquida				
Provisiones deducibles	(37.979.147)	(0.69)	(32.535.906)	(0.68)
Ingresos gravados				
Contribución a las transacciones financieras	5.867.131	0.11	4.778.745	0.10
Otros				
Gastos no deducibles	5.324.318	0.10	2.880.576	0.06
Impuestos no deducibles	-	0.00	277.687	0.01
Amortización en ciencia y tecnología				
Intereses presuntos	8.464	0.00	12.001	0.00
Total partidas que aumentan la renta líquida	**(26.779.234)**	**(0.48)**	**(24.586.897)**	**(0.52)**
Partidas que disminuyen la renta líquida				
Deducciones por activos fijos reales productivos	(8.279.062)	(0.15)	(19.750.706)	(0.42)
Depreciación y amortización fiscal	(195.413.714)	(3.54)	(208.797.977)	(4.39)
Total partidas que disminuyen la renta líquida	**(203.692.776)**	**(3.69)**	**(228.548.683)**	**(4.81)**
Renta líquida gravable sin ganancia ocasional	**1.592.506.694**		**1.315.013.910**	
Tasa de impuesto	33%		33%	
Impuesto de renta	**525.527.209**	**28.82**	**433.954.590**	**27.67**
Ganancias ocasionales	504.111		15.145	
Tasa de impuesto ganancia ocasional	10%		10%	
Impuesto ganancia ocasional	**50.411**		**1.515**	
Total Impuesto de renta y complementarios	**$ 525.577.620**		**$ 433.956.105**	

Como resultado de la reforma tributaria Ley 1819 de 2016, a partir del 2017 se creó la sobretasa del impuesto corriente, que para el 2018 equivale al 4%. En consideración a lo anterior se presenta los efectos tributarios de forma comparativa para 2019 y 2018:

	Al 31 de diciembre de 2019		Al 31 de diciembre de 2018	
Concepto	**Valor**	**Tasa (%)**	**Valor**	**Tasa (%)**
Renta líquida gravable Sobretasa	-		1.315.013.910	
Base no gravable sobretasa	-	(0,00)	(800.000)	(0,06)
Renta líquida gravable sobretasa	-		1.314.213.910	
Tasa de impuesto Sobretasa	0%		4%	
Sobretasa Impuesto de Renta	-		52.568.556	
Impuesto de renta y Sobretasa de renta	**$ 525.577.620**		**$ 486.524.661**	

Concepto	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Total Impuesto de renta y complementarios	$ 525.577.620	$ 433.956.105
Impuesto de renta y Sobretasa	-	52.568.556
Total	**$ 525.577.620**	**$ 486.524.661**

Conciliación del patrimonio

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Patrimonio contable	$ 4.743.218.242	$ 4.239.248.006
Pasivos estimados	297.491.197	292.277.281
Aportes parafiscales y pensiones y demás beneficios para empleados	39.615.159	32.756.603
Ajuste fiscal a los activos (*)	(751.067.102)	(575.566.648)
Ajuste fiscal a los diferidos	13.169.046	10.429.920
Provisión deudores	3.079.362	39.767.353
Ajuste fiscal a las inversiones	5.672.530	5.752.929
Impuesto diferido (Ver Nota 19)	168.255.638	100.433.685
Patrimonio fiscal	**$ 4.519.434.072**	**$ 4.145.099.129**

(*) Corresponde a la diferencia del costo neto de estos entre el valor contable y fiscal, dado a que la depreciación fiscal es mayor a la contable.

Precios de transferencia

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

Los asesores externos han validado cada uno de los contratos realizados durante el 2019 con vinculados del exterior con el fin de validar la correcta aplicación de los precios de mercado en cada uno. En el año 2020 se elaborará el estudio y documentación comprobatoria para la dar cumplimiento a la obligación tributaria en julio de 2020.

Contrato de estabilidad jurídica

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

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

Monto de inversión y Plazos: Las inversiones de la Compañía relacionadas con el proyecto El Quimbo comprometidas fueron de $1.922.578.000. En el primer semestre del 2014 se aprobó un incremento en el presupuesto de $583.184.000, el cual junto con el gasto financiero en el que se ha incurrido y se proyecta incurrir para la financiación del proyecto $450.712.000, representa un mayor valor de la inversión. De conformidad con lo estipulado en el parágrafo 2 de la cláusula 2 de contrato de estabilidad jurídica, el mayor valor de la inversión implicó pagar, en diciembre 2014, la suma de $6.299.000, por concepto de ajuste de la prima establecida en el contrato de estabilidad jurídica. En marzo de 2016, se procedió con el pago de un segundo ajuste por $4.657.000, con ocasión del aumento en el monto de la inversión. A la fecha se está solicitando al Ministerio como se procedería para la liquidación y pago de la prima, con base en la última aprobación de un capex adicional para finalización de las obras de El Quimbo.

Normas claves objeto de Estabilidad Jurídica (con favorabilidad):

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

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

Obligaciones de las Partes

a. Obligaciones de la Compañía:

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

» Pagar la prima de estabilidad jurídica por $9.617.000 (consignada el 23 de diciembre de 2010). y ajustarla en el evento en que se realicen aumentos en el monto de la inversión, tal y como se hizo según explicación previa. En diciembre de 2014, la Compañía pagó $6.299.000 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión probada. En marzo de 2016, la Compañía pagó $4.657.000 por concepto de un segundo ajuste de la prima por la mayor inversión realizada.

» En el 2017 se realizó una mayor inversión a la establecida en el contrato, razón por la cual actualmente se está estableciendo el monto exacto de incremento en dicha inversión con el fin de proceder a la solicitud de aprobación de reliquidación y pago de la prima ante el Comité de Estabilidad Jurídica.

» Pagar tributos oportunamente.

» Contratar una auditoría independiente encargada de revisar y certificar el cumplimiento de los compromisos adquiridos en el contrato, para este propósito la Compañía contratará a un tercero especialista para la revisión de compromisos adquiridos durante el año 2018

b. 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 2018 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el 29 de marzo de 2019.

17. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de diciembre de 2019		Al 31 de diciembre de 2018	
	Corriente	**No corriente**	**Corriente**	**No corriente**
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (1)	$ 7.668.688	$ 86.457.073	$ 8.254.181	$ 79.386.870
Prestaciones sociales y aportes de ley (2)	28.955.314	2.099.298	22.536.903	-
	$ 36.624.002	**$ 88.556.371**	**$ 30.791.084**	**$ 79.386.870**

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

Pensiones de jubilación.

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

El pasivo reconocido en el estado 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 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 obligación por pensiones de jubilación, incluye los efectos de la aplicación correspondiente a las nuevas tasas de mortalidad autorizadas por la Superintendencia Financiera, mediante el Decreto 1555 del 30 de julio de 2010.

La base de pensionados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Pensionados	291	294
Edad promedio	67,38	66,40

Otras obligaciones post-empleo

Beneficios a pensionados

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

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

La base de pensionados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Auxilio educativo		
Pensionados	41	47
Edad promedio	19,70	19,30
Auxilio energía		
Pensionados	286	287
Edad promedio	67,30	66,30
Servicio Salud		
Pensionados	87	95
Edad promedio	58,60	58,60

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.

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de esta obligación corresponde a:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Empleados	89	90
Edad promedio	54,60	53,60
Antigüedad	26,00	25,00

Beneficios de largo plazo

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

Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la

experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan por actuarios independientes calificados.

La base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de esta obligación corresponde a:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Empleados	145	147
Edad promedio	53,60	52,60
Antigüedad	24,50	23,50

Al 31 de diciembre de 2019, el cálculo actuarial de beneficios post empleo fue realizado por la firma AON Hewitt México, utilizando el siguiente conjunto de hipótesis:

Hipótesis financieras:

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Tasa de descuento	5,81%	6,80%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	4,90%	5,00%
Tasa de incremento a las pensiones	3,85%	4,00%
Inflación estimada	3,85%	4,00%
Inflación servicio médico	8,00%	8,00%

Hipótesis demográficas:

	Base biométrica
Tasa de mortalidad	Tabla colombiana de mortalidad 2008 (Rentistas válidos) (Hombres y mujeres)
Tasa de mortalidad inválidos	Tabla interna Enel
Invalidez total y permanente	EISS
rotación	Tabla interna Enel
Retiro	Hombres: 62 Mujeres: 57

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2017	$ 68.001.049	$ 7.883.787	$ 5.291.184	$ 4.566.264	$ 85.742.284
Costo del Servicio Corriente	-	-	232.644	171.064	403.708
Costo financiero	4.574.909	517.106	345.988	276.632	5.714.635
Contribuciones Pagadas	(6.692.619)	(525.722)	(933.186)	(1.468.111)	(9.619.638)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	3.921.705	223.661	9.424	50.080	4.204.870
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	622.924	140.856	828.677	(397.265)	1.195.192
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	**$ 70.427.968**	**$ 8.239.688**	**$ 5.774.731**	**$ 3.198.664**	**$ 87.641.051**
Costo del Servicio Corriente	-	-	243.623	113.508	357.131
Costo financiero	4.713.825	539.008	389.436	193.196	5.835.465
Contribuciones Pagadas	(6.051.866)	(558.915)	(982.415)	(657.716)	(8.250.912)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	7.482.755	549.738	457.211	88.108	8.577.812
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(602.459)	(204.469)	449.075	323.067	(34.786)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	**$ 75.970.223**	**$ 8.565.050**	**$ 6.331.661**	**$ 3.258.827**	**$ 94.125.761**

(a) Dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 4 del decreto 2131 de 2016 que permite la aplicación de la NIC 19 para la determinación del pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación, requiriendo adicionalmente la revelación del cálculo de los pasivos pensionales de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto 1625 de 2016 que retoma lo planteado en el Decreto 2783 de 2001; tenemos que aplicando estos parámetros al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación asciende a $54.810.964 y $ 56.211.614, respectivamente. La sensibilidad en mención fue realizada por la firma Aon Hewitt México, la cual utilizó el siguiente conjunto de hipótesis:

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Tasa de descuento	8.89%	10.13%
Interés técnico	4,80%	4,80%
Inflación estimada	3.91%	5.09%

En el siguiente cuadro se observa el comportamiento en el valor presente de la obligación por cada uno de los beneficios definidos, con relación a la variación porcentual en 100 puntos básicos por encima o por debajo de la tasa de descuento utilizada para el cálculo actual.

	Personal jubilado		Personal activo		
Cambio en tasa de descuento	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de beneficios definidos
- 100 puntos básicos	86.069.475	9.471.797	6.845.887	3.363.689	105.750.849
+ 100 puntos básicos	67.709.913	7.793.861	5.870.076	3.159.965	84.533.815

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva - SINTRAELECOL 2015-2018 – Prorrogada a 2019

La Convención Colectiva suscrita con SINTRAELECOL finalizaba su vigencia el pasado 30 de junio de 2018, sin embargo, el sindicato no realizó la denuncia respectiva por lo que el texto convencional se ha prorrogado de manera automática y por disposición de Ley, por periodos de seis (6) meses siendo su nueva fecha de finalización el próximo 30 de junio de 2020. De conformidad a la normatividad aplicable, debe realizarse la denuncia por parte del sindicato a más tardar dentro de los 60 días anteriores a la finalización del nuevo término de prórroga. Realizada esta denuncia se activa el inicio de la etapa de negociación directa, etapa que finalizará con la suscripción de una nueva convención o con la convocatoria de un tribunal de arbitramento de no llegar a un acuerdo.

Convención Colectiva - ASIEB 2016-2019

El 1 de junio de 2016 se firmó la Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB. Esta Convención Colectiva aplica a todos los ingenieros trabajadores de la Empresa afiliados a la asociación sindical de ingenieros al servicio de las empresas de energía – ASIEB que no se beneficien de otro convenio colectivo. La vigencia de la Convención fue del 1 de junio de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019. El sindicato presentó solicitud de negociación el 30 de diciembre de 2019, iniciándose el análisis del inicio de la etapa de arreglo directo.

18. Otros pasivos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Anticipos por venta de energía (1)	$ 26.396.175	$ 38.090.160
Ingresos diferidos	3.862.765	3.818.047
Total	**$ 30.258.940**	**$ 41.908.207**

(1) La variación entre 31 diciembre 2019 y 2018 corresponde principalmente a la disminución de los anticipos por compras de energía por $11.649.267, principalmente del cliente Electricaribe S.A E.S.P. pactado bilateralmente previo recaudo para entrega de energía, las compras de energía son respaldas con garantías bancarias.

19. Impuestos diferidos, neto

A continuación, se incluye el detalle del pasivo por impuesto diferido pasivo al 31 de diciembre de 2019:

	Saldo Inicial al 1 de enero de 2019	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2019
Otras provisiones (1)	24.278.572	(10.809.148)	-	13.469.424
Obligaciones de aportación definida	7.803.697	(181.135)	2.214.410	9.836.972
Impuesto diferido activo	**$ 32.082.269**	**(10.990.283)**	**2.214.410**	**$ 23.306.396**
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(130.478.393)	(58.624.114)	-	(189.102.507)
Forward y swap	(2.037.561)	-	(421.966)	(2.459.527)
Impuesto diferido pasivo	**(132.515.954)**	**(58.624.114)**	**(421.966)**	**(191.562.034)**
Impuesto diferido pasivo neto	**(100.433.685)**	**(69.614.397)**	**1.792.444**	**(168.255.638)**

(1) Al 31 de diciembre de 2019, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2018	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Saldo final al 31 de diciembre de 2019
Provisiones de trabajos y servicios	$ 7.604.375	$ 1.485.198	$ 9.089.573
Provisión Obligaciones Laborales	1.189.091	984.861	2.173.952
Provisión Compensación Calidad	1.953.648	(1.190.734)	762.914
Otros	487.767	(14.781)	472.986
Provisión de Cuentas Incobrables	13.043.691	(12.073.692)	969.999
	$ 24.278.572	**$ (10.809.148)**	**$ 13.469.424**

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

- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto Quimbo tienen un tratamiento especial: Los activos en el 2016 se depreciaron de acuerdo con la vida útil clasificada según el tipo de activo de acuerdo al reglamento vigente hasta dicho año, para el 2017 a pesar que la reforma (ley 1819 de 2016) estableció nuevas tasas para la depreciación, los activos que pertenecen a Quimbo seguirán con las del reglamento ya que este proyecto tiene estabilidad jurídica.
- Activos a los cuales se les aplicó depreciación acelerada con el método de reducción de saldos.
- Los demás activos se deprecian por línea recta.
- 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.

El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2019 por tarifa se presenta a continuación:

	2020 Renta	2021 Renta	2022 Renta
Activos fijos	$ -	$ -	$ (639.073.538)
Provisiones y pasivos estimados	23.058.498	(161.455)	14.886.803
Obligaciones de aportación definida	-	-	32.789.898
Cartera	1.539.681	1.539.681	-
	$ 24.598.179	**$ 1.378.226**	**$ (591.396.837)**
Tarifa Renta	32%	31%	30%
Impuesto Renta	**$ 7.871.417**	**$ 427.250**	**$ (177.419.051)**
Ganancias ocasionales	8.647.463		
Tarifa	10%		
Impuesto	864.746		
Impuesto diferido, neto	$ (168.255.638)		

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 futuras cubren lo necesario para recuperar éstos activos.

A continuación, se incluye el detalle del pasivo por impuesto diferido pasivo al 31 de diciembre de 2018:

	Saldo Inicial al 1 de enero de 2018	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en resultados por cambio de tasa	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales por cambio en tasa	Saldo final al 31 de diciembre de 2018
Otras provisiones (1)	33.989.893	(10.499.765)	935.512	(147.068)	-	24.278.572
Obligaciones de aportación definida	7.285.697	217.467	1.640.469	(728.834)	(611.102)	7.803.697
Impuesto diferido activo	**$ 41.275.590**	(10.282.298)	2.575.981	(875.902)	(611.102)	**$ 32.082.269**
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(73.716.961)	(69.895.746)	-	13.134.314	-	(130.478.393)
Forward y swap	(1.673.608)	-	(541.941)	-	177.988	(2.037.561)
Impuesto diferido pasivo	**(75.390.569)**	(69.895.746)	(541.941)	13.134.314	177.988	**(132.515.954)**
Impuesto diferido pasivo neto	**$ (34.114.979)**	(80.178.044)	2.034.040	12.258.412	(433.114)	**$ (100.433.685)**

(1) Al 31 de diciembre de 2018, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2017	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales y Otros Movimientos en el Patrimonio	Saldo final al 30 de diciembre de 2018
Provisiones de trabajos y servicios	$ 6.074.479	$ 1.529.896	$ -	$ 7.604.375
Provisión Obligaciones Laborales	451.136	737.955	-	1.189.091
Provisión Compensación Calidad	2.483.837	(530.189)	-	1.953.648
Otros	543.052	(55.285)	-	487.767
Provisión de Cuentas Incobrables(a)	24.437.389	(12.329.210)	935.512	13.043.691
	$ 33.989.893	$ (10.646.833)	$ 935.512	$ 24.278.572

(a) Dentro de la provisión de cuentas incobrables (cartera) se está reflejando el cálculo de impuesto diferido por impacto de implementación NIIF 9 reflejada en la línea de resultados integrales por $935.512. (Ver nota 30)

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

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

» Activos a los cuales se les aplico 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.

El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2018 por tarifa se presenta a continuación:

	2019 Renta	2020 Renta	2021 Renta	2022 Renta
Activos fijos	$ -	$ -	$ -	$ (437.810.462)
Provisiones y pasivos estimados	24.458.542	(83.562)	(83.562)	3.928.819
Obligaciones de aportación definida	-	-	-	26.012.318
Cartera	31.813.882	7.953.471		
	$ 56.272.424	**$ 7.869.909**	**$ (83.562)**	**$ (407.869.325)**
Tarifa Renta	33%	32%	31%	30%
Impuesto Renta	**$ 18.569.900**	**$ 2.518.371**	**$ (25.904)**	**$ (122.360.798)**
Ganancias ocasionales	8.647.463			
Tarifa	10%			
Impuesto	864.746			
Total impuesto diferido pasivo	**$ (100.433.685)**			

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 futuras cubren lo necesario para recuperar éstos activos.

20. Patrimonio

Capital

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

El capital suscrito y pagado, está representado por 127.961.561 acciones ordinarias y 20.952.601 acciones con dividendo preferencial para un total de 148.914.162 acciones con valor nominal de $4.400, distribuidas así:

Composición accionaria a 31 de diciembre de 2019:

	Acciones Ordinarias Con Derecho a Voto		Acciones Preferenciales Sin Derecho a Voto		Composición Accionaria	
Accionistas	**(%) Participación**	**Número de Acciones**	**(%) Participación**	**Número de Acciones**	**(%) Participación**	**Número de Acciones**
Grupo Energía Bogotá S. A. E.S.P.(1)	43,57%	55.758.250	100%	20.952.601	51,51%	76.710.851
Enel Américas S.A.	56,42%	72.195.996	–%	–	48,48%	72.195.996
Otros minoritarios	0,01%	7.315	–%	–	0,01%	7.315
	100%	**127.961.561**	**100%**	**20.952.601**	**100%**	**148.914.162**

(1) Del total de acciones del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P., 20.952.601 acciones corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de US$0,1107(*) por acción.

(*) Cifra completa expresada en USD

Composición Accionaria a 31 de diciembre de 2018:

	Acciones Ordinarias Con Derecho a Voto		Acciones Preferenciales Sin Derecho a Voto		Composición Accionaria	
Accionistas	**(%) Participación**	**Número de Acciones**	**(%) Participación**	**Número de Acciones**	**(%) Participación**	**Número de Acciones**
Grupo Energía Bogotá S. A. E.S.P.(1)	43,57%	55.758.250	100%	20.952.601	51,51%	76.710.851
Enel Américas S.A.	56,42%	72.195.996	–%	–	48,48%	72.195.996
Otros minoritarios	0,01%	7.315	–%	–	0,01%	7.315
	100%	**127.961.561**	**100%**	**20.952.601**	**100%**	**148.914.162**

(1) Del total de acciones del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P., 20.952.601 acciones corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de US$0,1107(*) por acción.

(*) Cifra completa expresada en USD

Distribución de dividendos

La Asamblea General de Accionistas del 26 de marzo de 2019 según acta No.102, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2018 por $720.633.737, que será pagados así: El 100% del dividendo preferente y el 38% del dividendo ordinario, el 22 de mayo de 2019; el 37% el 17 de octubre de 2019 y el 25% el 15 de enero de 2020.

El Grupo Energía Bogotá ha instaurado solicitud de trámite arbitral ante la Cámara de Comercio de Bogotá en donde pretende la nulidad de esta acta, incluyendo dentro de los asuntos impugnados la aprobación del proyecto de distribución de utilidades.

La Asamblea General de Accionistas del 20 de marzo de 2018, según Acta No. 99, ordenó distribuir dividendos por $623.784.116 con cargo a la utilidad neta de 31 de diciembre de 2017. Los dividendos sobre la utilidad de 2017, se pagan así: El 100% del dividendo preferente y el 38% del dividendo ordinario; el 16 de mayo de 2018, el 37% el 24 de octubre de 2018 y el 25% el 16 de enero de 2019.

Tribunal de Arbitramento del Grupo Energía Bogotá S.A E.S. VS. Enel Américas S.A

El 4 de diciembre de 2017, Enel Américas S.A fue notificado de la solicitud de inicio de tramite arbitral interpuesta por parte del Grupo Energía Bogotá S.A E.S.P. con relación a las diferencias surgidas en la distribución de utilidades del ejercicio 2016 para Emgesa S.A E.S.P. y Codensa S.A E.S.P. conforme a lo reglado por el Acuerdo Marco de Inversión –AMI–.

Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. argumenta qué Enel Américas actuó en contra de sus propios actos al votar por una distribución de utilidades del 70%, incumpliendo lo dispuesto en la cláusula 3.8. del AMI el cual establece la forma de distribución de utilidades obligando a las partes a votar favorablemente la distribución del 100% que sean posibles de distribuir durante cada ejercicio.

Las pretensiones de la demanda son (i) Declaración del incumplimiento del AMI por parte de Enel Américas S.A (ii) Legitimidad del Grupo Energía Bogotá S.A E.S.P. para convocar una Asamblea Extraordinaria de Accionistas que incluya en el orden del día la distribución del porcentaje pendiente de distribución para el ejercicio 2016. (iii) Distribución del 100% del porcentaje pendiente de distribución para cada Compañía.

El 12 de diciembre de 2017, se realizó el sorteo público de árbitros para el tribunal, sin embargo, las partes eligieron sus propios árbitros como lo indica el Acuerdo Marco de Inversión.

El Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. radicó una nueva demanda la cual fue notificada el 10 de abril de 2019 y contestada por Enel Américas el 13 de mayo de 2019, Una vez citadas las parte a audiencia de conciliación, no se lleva a cabo por cuanto Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. presentó escrito de reforma de la demanda incluyendo pretensiones de perjuicios por mas incumplimientos al AMI: i) Distribución de utilidades 2016, 2017 y 2018, ii) No desarrollo de proyectos de generación de energía renovable no convencional, ii) Conflictos de interés en contratos con empresas vinculadas económicas del Grupo Enel y iv) Imposición de la marca Enel a las Compañías Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A. E.S.P.

Este proceso es atendido directamente por los abogados de Enel Américas, considerando la fase probatoria en la que se encuentra el proceso, la contingencia se califica como remota. La administración considera que esta situación no afecta los estados financieros al 31 de diciembre de 2019

Tribunales de Arbitramento del Grupo Energía Bogotá SA ESP versus. Emgesa S.A E.S.P.

Se encuentran en curso 20 solicitudes de trámite arbitral instauradas por el socio local Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P contra la compañía donde se busca la nulidad de Actas de Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas planteando los siguientes argumentos: i) Conflictos de Interés con empresas vinculadas económicas. ii) Imposibilidad de ratificación de autorizaciones para contratar. iii) Indebido levantamiento del conflicto de interés. iv) Violación al AMI en cuanto a la distribución de utilidades.

Las pretensiones de la demanda son similares indicando que las decisiones están viciadas porque contravienen una norma imperativa, son nulas absolutamente por objeto y causa ilícita, contravienen lo indicado en el AMI respecto a distribución de utilidades y haberse aprobado algunos textos de actas estando en curso un arbitramento. La cuantía es indeterminada, sin

embargo, están se involucran las decisiones tomadas en torno a operaciones con empresas vinculadas económicas de alto impacto para el negocio.

Mediante auto de fecha 21 de junio de 2019, el Tribunal de Arbitramento que primero se instaló decidió acumular los trámites en uno solo por cuanto las pretensiones son similares, se pueden llevar por el mismo procedimiento, entre las mismas partes. De esta manera, solo se llevará un arbitramento por Emgesa S.A. E.S.P. El arbitramento está en su fase de contestación de la demanda.

Las actas impugnadas por el Grupo Energía de Bogotá a la fecha son las siguientes:

(1) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, Impugnación de Actas 451 del 14 de diciembre de 2017 y 452 del 23 de enero de 2018 (se refieren a la reconstrucción de los hechos y aclaración de autorización para compra de energía Proyecto el Paso).

(2) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva N. 453 del 21 de febrero de 2018. (Por la cual se aprobó el texto del acta de Junta Directiva N. 452 de enero de 2018 y decisión de llevar a la Asamblea General de Accionistas el proyecto de distribución de utilidades para el ejercicio 2017).

(3) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta N. 98 del 13 de febrero de 2018 de la Asamblea Extraordinaria de Accionistas de la Compañía (Por la cual se votó la ratificación de la compra de energía a Enel Green Power S.A.S. E.S.P. del Proyecto El Paso y revalidación de lo actuado por la Administración). Levantamiento del conflicto de interés.

(4) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva N. 454 del 20 de marzo de 2018 (Por la cual se omite someter a votación el "Informe especial NDA tripartita entre Codensa, Emgesa y EnerNOC". Conflicto de interés.

(5) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Asamblea General, Acta N 99 del 20 de marzo 2018 (Por la cual se aprobó el proyecto de distribución de utilidades para el ejercicio 2017, no se aprobó propuesta de modificación de Estatutos Sociales presentado por GEB, se ratificaron las operaciones con vinculados económicos de la Compañía en el 2017, se levantó conflicto de interés en operaciones con vinculados económicos del ejercicio 2018).

(6) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 455 del 24 de abril de 2018 (En la cual se aprobó la ampliación del contrato intercompany con Enel Italia SR.L, respecto del "Servicio de Cloud, licencias y Servicios de Cibersegurdad y Habilitación Digital" y llevó la proposición de aprobación del "Technical Services").

(7) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 456 del 22 de mayo de 2018 (En la cual se aprobó la contratación con Enel Italia S.R.L respecto de los "Servicios de Ciberseguridad y Desarrollo y Suministro de Plataformas IT").

(8) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 457 del 20 de junio de 2018 (Por no someter a aprobación de la Junta Directiva la discusión sobre la "Evolución de la imagen Emgesa-Enel-Emgesa".

(9) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 458 del 17 de julio de 2018 (relativa a la presentación como informe especial del "Edificio Corporativo Enel Colombia" y modificación de Competencias de órganos de Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas"). Igualmente, por ser inexacto el contenido del acta frente a lo realmente ocurrido en la reunión)."

(10) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 459 del 21 de agosto de 2018 (relativa a la inexactitud del contenido del acta frente a lo realmente ocurrido en la reunión, no se dejaron las constancias de la intervención de algunos miembros, por ejemplo relacionadas con el contrato entre la Compañía y EGP o conflictos de interés y presentación indebida de informes especiales por ejemplo "Próxima necesidad de capitalización de SPCC" donde la información se modificó minutos antes de la reunión).

(11) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 460 del 25 de septiembre de 2018 (relativa a la aprobación de la capitalización de SPCC por parte de la Compañía, Alianza Comercial Emgesa Codensa y aprobación del Thecnical Services. Igualmente, al informe especial sobre la declaración de interés a la CREG para participar en la subasta de cargo por confiabilidad para el proyecto solar El Paso y generación

térmica New Cartagena, Contrato de Mandato entre la Compañía y Codensa para el reparto de facturas a clientes de mercado no regulado de la Compañía, y evolución de la marca Emgesa a Enel Emgesa). Se plantea conflicto de interés y no someter a aprobación de la Junta Directiva lo llevado como informe especial.

(12) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Asamblea Extraordinaria de Accionistas, Acta N 100 del 20 de septiembre de 2018 (relativa al levantamiento de conflicto de interés y ratificación de operaciones con vinculados económicos: Contrato de Mandato entre la Compañía y Codensa para el reparto de facturas en las zonas de Bogotá; Acuerdo Marco de Cooperación Empresarial entre la Compañía y Codensa; Compras de capacidad de transporte de Gas Natural; Capitalización de SPCC; Servicio de supervisión, control, operación, y apoyo técnico en temas de operación y mantenimiento prestados por la Compañía a EGP; Servicios de Gestión de Proyectos prestados por EGP a la Compañía; NDA con Enel Green Power con el fin de buscar oportunidades comerciales; Contrato Grupo Éxito; Venta de Gas Natural a TGI SA ESP; Aportes de la Compañía a la Fundación Enel Colombia) en la medida que no se proporcionó información suficiente, no se levantó conflicto de interés debidamente y la Asamblea no podía ratificar operaciones con vinculados económicos frente a contratos celebrados con más de un año de anterioridad.

(13) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 462 del 23 de octubre de 2018 (relativa a la autorización para la venta de energía y renovación del contrato de usufructo PCH Rio Negro hasta la fecha de venta del activo). Se plantea que no existió suficiente información para la Junta Directiva y que existe conflicto de interés para renovar el contrato.

(14) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 463 del 22 de noviembre de 2018 (relativa a la autorización para representar y comprometer a la Compañía dentro de la subasta CXC-2022-2023; Autorización para la venta de energía Mercado no Regulado. Autorización para venta y compra de energía –Proyectos de energía renovables no convencionales; Presentación Preclosing 2018 y aprobación presupuesto 2019-2021). Se plantea que el Paso no puede representarse por la Compañía porque su mecanismo de aprobación está cuestionado; Aunque no se aprobó existe conflicto de interés y no hay información suficiente para la autorización para la venta de energía –proyectos de energía renovables no convencionales; Existe violación al AMI acerca de la distribución de utilidades debiendo ser del 100%.

(15) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 464 del 19 de diciembre de 2018 (relativa a la autorización para venta de energía; informe especial de participación como comprador Subasta de Largo Plazo). Se plantea que no hay información suficiente para la autorización para la venta de energía y no se está de acuerdo con el informe especial.

(16) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 465 del 22 de enero de 2019 (relativa a la autorización para venta de energía; Solicitud de autorización para presentar oferta vinculante e incondicional de compra de energía en la Subasta de Largo Plazo; Aprobación del Proyecto BESS Termozipa - Primer sistema de almacenamiento con baterías en Colombia para regulación primaria de frecuencia y aprobación del Proyecto Optimización Gestión Carbón Central Termozipa). Se plantea que no hay información suficiente para la autorización para la venta de energía y conflicto de interés. Exp. 114461.

(17) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Asamblea Extraordinaria de Accionistas Acta N 101 del 18 de enero de 2019 (relativa al Levantamiento del conflicto de interés de operaciones con vinculados económicos) en la medida que no se proporcionó información suficiente, no se levantó conflicto de interés debidamente y la Asamblea no podía ratificar operaciones con vinculados económicos frente a contratos celebrados con más de un año de anterioridad. Exp. 114571.

(18) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 466 del 20 de febrero de 2019 (relativa a la aprobación de documentos a ser presentados y a consideración de la Asamblea de Accionistas - informe al comité de auditoría que contiene operaciones con vinculadas económicas durante el 2018 y proyecto de distribución de utilidades para el ejercicio 2018). Exp. 115467.

(19) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 467 del 20 de marzo de 2019 (relativa a la aprobación de solicitud para acceder al mecanismo de Obras por Impuesto e informes especiales compra energía y representación El Paso – EGP). Exp. 116157.

(20) Grupo Energía de Bogotá contra la Compañía, relacionado con la impugnación del Acta de Asamblea General Acta N 102 del 26 de marzo 2018 (Por la cual se aprobó el proyecto de distribución de utilidades para el ejercicio 2018, se consideró informe del Comité de Auditoría, se ratificaron las operaciones con vinculados económicos de la Compañía en el 2018, se levantó conflicto de interés en operaciones con vinculados económicos del ejercicio 2019). Exp. 116255

Reservas

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Reserva Legal (1)	$ 327.611.157	$ 327.611.157
Reserva (Art. 130 ET) (2)	232.564.242	238.961.345
Otras Reservas	178.126	178.127
	$ 560.353.525	$ 566.750.629

(1) De acuerdo con la Ley colombiana, la Compañía debe transferir como mínimo el 10% de la utilidad del año a una reserva legal, hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. Esta reserva no está disponible para ser distribuida, sin embargo, puede ser utilizada para absorber pérdidas.

(2) La Asamblea General de Accionistas del 26 de marzo de 2019, según Acta No. 102, ordenó la reversión de reserva fiscal por $6.397.104, por concepto de la depreciación de los activos que contablemente resultó superior a la fiscal al 31 de diciembre de 2018. En los años 2014 al 2016 se generó la reserva que se encontraba establecida en el artículo 130 del Estatuto Tributario, el cual fue derogado con la ley 1819 de 2016.

21. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes:

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018
Venta de Energía (1)	$ 3.982.801.268	$ 3.602.700.224
Venta de Gas (2)	86.875.080	64.752.527
Total ingresos de actividades ordinarias	**$ 4.069.676.348**	**$ 3.667.452.751**
Otros Ingresos	4.177.939	6.886.929
Total ingresos de contratos con clientes	**$ 4.073.854.287**	**$ 3.674.339.680**
Otros ingresos fuera del alcance de NIIF 15 (3)	18.003.833	44.109.228
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos	**$ 4.091.858.120**	**$ 3.718.448.908**

(1) La variación en las ventas de energía incluyendo las ventas en bolsa a 31 de diciembre de 2019 se presenta principalmente por:

(a) Incremento en precio de energía para el mercado no regulado por 42 $/kWh, generado por mayores ingresos por $60.770.714.

(b) Disminución de la demanda en 1.806 Gwh para el mercado mayorista, representado en menores ingresos por $214.965.415.

(c) Aumento de la demanda en 1.584 Gwh para vinculados económicos, de acuerdo al modelo de contratación en el 2019 existen 9 contratos, mayores ingresos por $328.387.600.

(d) Incremento por 313 Gwh, representado en mayores ingresos por $205.908.145.

(2) Las ventas de gas presentan un incremento respecto a 2018 por $22.122.553, principalmente por incremento en volumen de ventas por 1.392.675 Mbtus.

(3) La disminución se presenta principalmente por la indemnización recibida en el 2018 por parte de Mapfre correspondiente a los siniestros ocurridos en la Central Guavio por $41.426.510. En 2019 se recibió una indemnización por daño material y lucro cesante por los daños causados a la junta horizontal y los muros parapetos, en la Central Hidroeléctrica El Quimbo por $16.010.050.

Reconciliaciones negativas Resolución CREG 176 de 2015

El 26 de febrero de 2016 la Compañía presentó una solicitud de conciliación pre-judicial ante la Procuraduría General de la Nación – Procuraduría Judicial Administrativa, con el fin de revisar por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, la liquidación de las reconciliaciones negativas causadas en octubre de 2015, teniendo en cuenta que la Compañía

considera que estas reconciliaciones deben estar sujetas a la normatividad vigente en las resoluciones CREG 034 de 2001, 159 y 168 de 2015, por lo tanto las mismas no se pueden liquidar con efecto retroactivo ya que la metodología bajo la nueva resolución CREG 176 de 2015 solo puede tener efectos hacia futuro, es decir, a partir del 28 de octubre de 2015 fecha de su publicación. La cuantía de las pretensiones relativas al restablecimiento del derecho vulnerado y de reparación del daño es de $100.410.738.

El administrador del mercado XM mediante la comunicación radicada el 22 de febrero de 2016, manifestó que la inconformidad presentada por la Compañía sobre el artículo 1 de la resolución CREG 176 de 2015 era procedente; sin embargo, no definió formas, fechas o montos en los cuales los ajustes serian aplicados en la facturación de la vigencia 2016. Antes de que se realizara cualquier ajuste, la CREG expide la Resolución 043 de 2016 mediante la cual se aclara que las liquidaciones que la Resolución 176 de 2015 corrige son las realizadas del 20 de septiembre al 28 de octubre de 2015, cerrando cualquier posibilidad a XM de realizar ajustes y reafirmando el efecto retroactivo de la mencionada resolución.

La Compañía presenta demanda de nulidad con restablecimiento del derecho en contra de la CREG y XM S.A. E.S.P. el 24 de mayo de 2016, correctamente admitida el 2 de septiembre, solicitando la nulidad de la Resolución CREG 176 de 2015 y 043 de 2016 y a título de restablecimiento el pago de $100.410.738 que corresponde al valor que tuvo que asumir la Compañía por concepto de reconciliaciones negativas. La demanda fue admitida, notificada y contestada por parte de la Comisión Reguladora de Energía y Gas el pasado 17 de abril de 2017.

El 9 de junio de 2017, se admitió la reforma de la demanda presentada por la Compañía, en la cual se excluye como parte demandada a XM S.A. E.S.P. por considerar que el error proviene de la CREG, dirigiéndose sólo contra ésta entidad. Esto permitirá obtener un fallo en menos tiempo, 5 años aproximadamente para primera y segunda instancia. El 5 de julio de 2017, se contestó la reforma de la demanda por parte de la CREG. El Tribunal Administrativo de Cundinamarca fijo fecha para audiencia el 6 de diciembre de 2017, en la cual se decretaron las pruebas solicitadas por las partes.

El 18 de abril de 2018 se llevó a cabo audiencia de pruebas dentro de la cual se escucharon los testimonios pedidos por las partes. El pasado 4 de mayo de 2018 se presentaron las alegaciones finales y el proceso ingresa al Despacho del Magistrado para proferir la sentencia.

Al 31 de diciembre de 2019 no presenta actualización adicional.

Desagregado de los ingresos de contratos con clientes

La Compañía obtiene sus ingresos de contratos con clientes, por la transferencia de bienes y/o servicios los cuales son satisfechos a lo largo del tiempo o en un punto del tiempo y se desagregan por mercado en el que se suministran estos bienes y/o servicios.

Estos ingresos son generados en Colombia.

		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 diciembre de 2019	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018
Categorías	***Satisfacción de las obligaciones de desempeño***		
Venta de Energía Mercado Mayorista	*- A lo largo del tiempo*	$ 2.193.763.445	$ 2.080.341.260
Venta de Energía Clientes no Regulados	*- A lo largo del tiempo*	1.369.108.743	1.308.338.030
Venta en Bolsa de Energía	*- A lo largo del tiempo*	419.929.080	214.020.934
Total Venta de Energía		**3.982.801.268**	**3.602.700.224**
Venta de Gas	*- A lo largo del tiempo*	86.875.080	64.752.527
Total Venta de Gas		**86.875.080**	**64.752.527**
Otros Ingresos	*- A lo largo del tiempo/en un punto del tiempo*	4.177.939	6.886.929
Total Otros Ingresos		**$ 4.177.939**	**$ 6.886.929**
Total Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes		**$ 4.073.854.287**	**$ 3.674.339.680**
Otros ingresos fuera del alcance de NIIF 15		18.003.833	44.109.228
Total Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de explotación		**$ 4.091.858.120**	**$ 3.718.448.908**

Activos y pasivos contractuales

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

Pasivos contractuales: La Compañía presenta los pasivos del contrato en el estado de situación financiera, en el rubro de otros pasivos no financieros corrientes (Ver Nota 18). Los pasivos del contrato reflejan las obligaciones de la Compañía, en la transferencia de bienes y/o servicios a los clientes por los que la entidad ha recibido una contraprestación anticipada.

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

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
- Clientes Mayorista	$ 13.513.912	$ 29.573.526
- Clientes No Regulado	12.882.263	8.516.634
	$ 26.396.175	**$ 38.090.160**

Satisfacción de las obligaciones de desempeño

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

» **Venta de Energía Clientes No regulados, Mayoristas y Bolsa.**

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

» **Venta de Gas**

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

» **Otros Ingresos**

Los otros ingresos presentan obligaciones de desempeño, satisfechas a lo largo del tiempo ya que los clientes reciben y consumen de forma simultanea los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, ejemplo de ingresos reconocidos a lo largo del tiempo son: desviaciones del comercializados y 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 para ser satisfechas a lo largo del tiempo. Algunas obligaciones de desempeño satisfechas en un punto de los tiempos presentados en esta categoría corresponden a suministro de bienes.

» **Obligaciones de desempeño**

Las obligaciones de desempeño corresponden a los compromisos de transferir a un cliente una serie de bienes o servicios distintos, o una serie de bienes o servicios distintos, pero que sustancialmente son los mismos y tienen el mismo patrón de transferencia a los clientes.

Las obligaciones de desempeño asociadas a las categorías son las siguientes:

Categoría	Obligaciones de desempeño	Descripción
Venta de Energía Mercado Mayorista	- Venta de energía eléctrica	- Corresponde a suministro de energía a clientes del mercado mayorista.
Venta de Energía Clientes No Regulados.	- Venta de energía eléctrica	- Corresponde a suministro de energía a clientes del mercado no regulado.
Venta en Bolsa de Energía	- Venta de energía - Otros servicios complementarios - Despacho por seguridad	- Corresponde al suministro de energía a través del administrador del sistema XM.

Categoría	Obligaciones de desempeño	Descripción
Venta de Gas	- Suministro de gas y/o transporte.	- Corresponde al suministro de gas en boca de pozo, interrumpible MNR industrial a los clientes de este mercado.
Otros Ingresos	- Comisiones, y venta de otros bienes.	- Corresponde a operaciones de venta, administración y mantenimiento de otros conceptos fuera del Core de negocio.
	- Cargos por confiabilidad.	- Corresponde a los ingresos percibidos por excedentes de energía en firme, para respaldar la indisponibilidad de plantas de otros agentes.

Juicios significativos en la aplicación de la norma

» Venta de Energía y Gas

La Compañía suministra energía y gas a los clientes en los mercados mayorista, no regulado, bolsa y gas.

Los ingresos se reconocen cuando el control de los bienes y/o servicios comprometidos se transfieren a los clientes. No se presenta ninguna obligación de desempeño incumplida de los bienes y/o servicios transferidos a los clientes, ya que la Compañía tiene la certeza que ha cumplido todos los criterios de aceptación por parte de los clientes, en la medida que estos tienen la capacidad de redirigir el uso de los bienes y/o servicios obtenidos y obtienen sustancialmente los beneficios asociados a los mismos.

» Venta de otros bienes y/o servicios

La Compañía presta servicios de administración operación y mantenimiento, vende desperdicios de material y cenizas. De igual forma percibe ingresos por desviaciones de los comercializados y por respaldo de energía en el mercado secundario. Estos ingresos se reconocen en la medida que el control de los mismos es transferido a los clientes, y estos tienen la capacidad de dirigir los bienes y/o servicios suministrados, obteniendo los beneficios económicos asociados a los mismos.

» Componente financiero significativo

La Compañía no tiene un componente financiero significativo en el suministro de sus bienes y/o servicios, dado que la contraprestación recibida con los clientes es fija, sin que se presente variación de la misma por sucesos futuros. De igual forma la entidad no presenta ventas a plazos de los bienes y/o servicios suministrados a los clientes.

» Calendario de satisfacción de las obligaciones de desempeño

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

» Ingresos reconocidos como pasivos del contrato

La Compañía reconoce como ingreso los pasivos del contrato, en la medida que satisface las obligaciones de desempeño.

» Activos reconocidos por obtener o cumplir contratos con clientes

La Compañía no presenta costos por obtener o cumplir contratos, por lo que no tiene activos asociados a este concepto.

22. Aprovisionamientos y servicios

	Periodo de doce meses 1 de enero al 31 diciembre de 2019	Periodo de doce meses 1 de enero al 31 diciembre de 2018
Compras de energía (1)	$ 686.479.986	$ 565.949.033
Gastos de transporte de energía (2)	456.232.074	422.323.722
Impuestos asociados al negocio (3)	131.986.172	110.408.114
Otros aprovisionamientos variables y servicios (4)	94.702.429	172.950.423
Consumo de combustible (5)	93.427.675	95.896.510
Compra de gas (6)	65.540.178	44.492.924
	$ 1.528.368.514	**$ 1.412.020.726**

(1) La variación al 31 de diciembre de 2019 corresponde principalmente a compras de energía en bolsa a mayor precio por 122 $/kWh por $133.239.150. Disminución en compras de energía en contratos en 124 Gwh por $37.635.886 y aumento en compras de energía a vinculados económicos por $23.332.085.

(2) La variación corresponde principalmente al incremento en los gastos de transporte asociados a la energía facturada para el mercado no regulado, aumento en el número de clientes y en cargos regulados derivados de incremento en las tarifas de STR (sistema de transmisión regional) y ADD (áreas de distribución) por $33.908.352

(3) Impuestos asociados al negocio y otros aprovisionamientos variables y servicios:

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	
Contribuciones y Regalías Ley 99 de 1993 (a)	$	94.593.829	$	76.018.733
Fondo Solidaridad Reforma Ley 633 (b)		30.094.529		26.684.086
Otros impuestos locales asociados al negocio		4.449.419		3.963.315
Impuesto de Industria y Comercio		2.848.395		3.741.980
	$	**131.986.172**	**$**	**110.408.114**

(a) De acuerdo con la Ley 99 de 1993, la Compañía está obligada a efectuar transferencias para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental a los municipios y corporaciones autónomas regionales, equivalentes al 6% de las ventas brutas de energía por generación propia en las plantas hidráulicas, y el 4% en las plantas térmicas, de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la Comisión Regulatoria de Energía y Gas (CREG).

(b) De acuerdo a la Ley 633 de 2000, el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas - FAZNI, es un fondo cuyos recursos se destinan de acuerdo con la ley y con las políticas de energización que para las zonas no interconectadas, según determine el Ministerio de Minas y Energía, para financiar planes, programas y/o proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas no interconectadas.

Los agentes generadores pagan el FAZNI en función de la generación mensual de sus plantas despachadas centralmente y filo de Agua, a la tarifa anual aplicable. Los valores correspondientes son recaudados por el mercado mayorista de energía y girados al Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

(4) Otros aprovisionamientos variables y servicios:

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	
Restricciones (a)	$	51.097.203	$	126.976.298
Costo CND, CRD, SIC		17.476.415		15.946.119
Otros servicios de apoyo a la generación		13.496.674		8.745.789
Mercado Secundario Cargo por Confiabilidad (b)		8.930.521		18.583.840
Contribuciones Entes Reguladores		3.567.578		2.559.786
Servicios de lectura		134.038		138.591
	$	**94.702.429**	**$**	**172.950.423**

(a) Corresponde a las limitaciones que tiene el sistema Interconectado Nacional - SIN, para atender los requerimientos de energía. Las restricciones dan lugar a generaciones de energía forzadas que pueden ser más costosas que las generaciones en condiciones ideales.

La variación de las restricciones se sustenta en que a partir de la declaración del fenómeno del niño se expidió la Resolución 195 de 2016 y transfiere los costos de las plantas térmicas con líquidos al valor de las restricciones (estas no tienen techo) para el 2018 aumentaron los atentados a la infraestructura del sistema interconectado nacional lo cual aumenta las restricciones, respecto a 2019 se presenta disminución en las restricciones que obedece a la ejecución de la garantía asociada al Proyecto Hidroeléctrico Ituango por pérdida de obligación de energía firme desde el 1 de diciembre de 2018, según lo definido en la resolución CREG 154 de 2019. Por lo anterior el componente tarifario de

restricciones baja para diciembre de 2019 a $2/kWh, en el transcurso del año el comportamiento promedio fue de $16/kWh.

(b) La variación en las compras del mercado secundario está dada por el mantenimiento programado de la central Guavio, comprendida entre octubre y noviembre del 2018. que implicó un incremento significativo en el volumen de compras requerido para atender la indisponibilidad del recurso con mayor capacidad efectiva neta perteneciente al portafolio generador.

(5) Disminución en consumo de combustibles líquido para la generación de la Central Cartagena por $46.935.330 y aumento de carbón para la generación de la Centra Termozipa por $44.466.495.

(6) Variación por las compras de gas natural en 42.447.552 M3 equivalente a $21.047.254 por aumento en la comercialización.

23. Gastos de personal

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	
Sueldos y salarios (1)	$	84.039.762	$	72.023.506
Servicio seguridad social y otras cargas sociales		20.335.651		18.634.489
Gasto por obligación por beneficios post empleo (2)		679.899		(1.411.017)
Otros gastos de personal		19.400		595.429
Gasto por obligación por beneficios por planes de retiro (3)		-		872.607
	$	**105.074.712**	**$**	**90.715.014**

(1) Los sueldos y salarios para el 2019 y 2018 se constituyen de los siguientes conceptos:

Descripción	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	
Salario	$	51.121.439	$	49.944.228
Bonificaciones		17.089.101		8.363.642
Vacaciones		5.753.564		4.444.957
Prima de Servicios		4.899.238		4.005.758
Cesantías		2.849.499		3.269.268
Amortización Beneficios Empleados		2.326.921		1.995.653
Total sueldos y salarios	**$**	**84.039.762**	**$**	**72.023.506**

(2) En el 2019 la compañía registró un gasto de beneficio post empleo por $679.899 correspondiente a primas especiales de quinquenios y en el 2018 se presenta una recuperación de gastos, asociado a la reversión bono de retiro personal directivo.

(3) Durante el 2019 no se realizaron plantes de retiros voluntarios, en el 2018 el valor corresponde a reconocimiento de costos por plan de retiro voluntario dirigido a las personas de generación bajo la modalidad de renta temporal, el cual tuvo como resultado seis (06) participes accediendo al beneficio de la renta, auxilio y seguro de vida.

24. Otros Gastos Fijos de Explotación

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1)	$	43.716.269	$	43.104.486
Otros suministros y servicios		39.174.560		35.766.696
Primas de seguros		23.810.152		21.829.703
Reparaciones y conservación		20.924.974		19.105.693
Tributos y tasas (2)		3.538.633		3.565.303
Gastos de Transportes y viajes		2.358.165		2.561.497
Arrendamientos y cánones		782.533		2.983.047
	$	**134.305.286**	**$**	**128.916.425**

(1) A continuación, se presenta el detalle de servicios profesionales independientes, externalizados y otros:

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018
Otros contratos de administración y operación	$ 13.609.274	$ 14.837.996
Honorarios	10.631.857	11.360.587
Servicios de desarrollo de software y aplicaciones informáticas	9.417.777	5.948.361
Servicio de telemedida	6.801.761	6.997.809
Gastos de expatriados	3.255.600	3.959.733
	$ 43.716.269	**$ 43.104.486**

(2) Corresponde principalmente al reconocimiento del impuesto predial por $ 3.538.633 y $ 3.257.540 para 2019 y 2018 respectivamente.

25. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019	**Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018**
Depreciaciones (Ver Nota 12) (1)	$ 228.557.945	$ 206.591.742
Amortizaciones (Ver Nota 11)	13.481.772	9.677.853
Deterioro activos financieros y no financieros (2)	455.677	2.426.192
	$ 242.495.394	**$ 218.695.787**

(1) Al 31 de diciembre de 2019 se presenta un incremento principalmente por la depreciación generada en: construcciones, maquinaria y otros bienes $7.096.728, centrales térmicas $6.246.012, centrales hidráulicas por $3.952.648; el gasto de la depreciación de activos renting en el 2019 es de $4.670.815.

(2) Al 31 de diciembre de 2019, corresponde al deterioro de activos financieros, principalmente por el cálculo bajo NIIF 9 por la pérdida de crédito esperada de la cartera comercial determinada por el modelo simplificado individual, generando una recuperación de deterioro por $247.919 y el modelo colectivo aplicado sobres los otros activos no financieros, generando un gasto por deterioro por $703.596.

26. Resultados financieros

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019	**Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018**
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (1)	$ 15.407.950	$ 20.738.949
Intereses de cuentas por cobrar	3.143.658	2.373.586
Intereses por financiación a clientes	1.068.330	1.572.661
Intereses por financiación a vinculados	852.039	-
Ingresos financieros	**$ 20.471.977**	**$ 24.685.196**
Obligaciones financieras (2)	(258.505.119)	(302.794.692)
Otros costos financieros	(22.244.414)	(14.345.366)
Gravamen a los movimientos financieros	(11.734.262)	(9.557.490)
Obligación por beneficios post empleo	(5.923.573)	(5.764.714)
Gastos financieros NIIF 16	(872.893)	-
Arrendamientos financieros (Leasing)	(76.057)	(501.320)
Gastos financieros	**(299.356.318)**	**$ (332.963.582)**
Gasto financieros capitalizado (3)	13.566.737	7.977.254
Gastos financieros, netos	**(285.789.581)**	**$ (324.986.328)**
Ingreso por diferencia en cambio realizada (4)	26.800.438	23.029.861
Gasto por diferencia en cambio no realizada (4)	(27.220.192)	(23.816.694)
Diferencias de cambio, neto	**(419.754)**	**$ (786.833)**
Total resultado financiero neto	**$ (265.737.358)**	**$ (301.087.966)**

(1) Corresponde principalmente a rendimientos financieros de moneda nacional de depósitos e inversiones en diferentes entidades financieras supervisadas y controladas por la Superintendencia Financiera de Colombia. La variación del 2019 corresponde principalmente a:

(a) El Banco de la República durante el 2018 tuvo dos reducciones de la tasa de intervención pasando del 4,75% al 4,5% el 30 de enero y el 30 de abril al 4,25%, tasa que se mantuvo al 31 de diciembre de 2018, la tasa promedio para el 2018 fue de 4,38%. En el 2019 la tasa de intervención del Banco de la República no tuvo cambios y se mantuvo en el 4.25% durante todo el 2019.

(b) Las rentabilidades de las colocaciones promedio de la Compañía durante 2019 y 2018 fueron de 4.37% y 4,56% respectivamente

(2) Las obligaciones financieras a 31 de diciembre de 2019, corresponden a intereses por los bonos emitidos y generados bajo el programa de emisión y colocación de bonos por la Compañía, así:

Operación		Valor
Bonos emitidos	$	250.230.991
Club Deal		8.274.128
Total Gasto de Obligaciones F.	**$**	**258.505.119**

Las obligaciones financieras a diciembre 31 de 2018 corresponden a intereses por los bonos emitidos y generados bajo el programa de emisión y colocación de bonos por la Compañía, así:

Operación		Valor
Bonos emitidos	$	283.196.383
Club Deal		13.616.296
Préstamos Bancarios (Banco de Crédito del Perú)		5.982.013
Total gasto de obligaciones financieras	**$**	**302.794.692**

(3) El gasto financiero capitalizable en el 2019 corresponde a los siguientes proyectos:

Central	Proyecto		Valor
Térmica	Proyecto Beep Others (mejoramiento ambiental y Life Extension)	$	8.009.090
Hidráulica	Obras adicionales presa central Quimbo		5.557.647
	Total	**$**	**13.566.737**

La tasa nominal anual para capitalización de costos por intereses al 31 de diciembre de 2019 corresponde a 8,21%.

(4) Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambio corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2019			
	Ingresos por diferencia en cambio		**Gastos por diferencia en cambio**	
Saldos en bancos	$	22.216.078	$	(24.419.915)
Cuentas comerciales		-		(40)
Otros activos		3.088.365		(2.502.432)
Total activos	**$**	**25.304.443**	**$**	**(26.922.387)**
Cuentas por pagar bienes y servicios		892.043		(255.724)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		603.952		(42.082)
Total pasivos	**$**	**1.495.995**	**$**	**(297.806)**
Total diferencia en cambio	**$**	**26.800.438**	**$**	**(27.220.192)**

	Al 31 de diciembre de 2018			
	Ingresos por diferencia en cambio		**Gastos por diferencia en cambio**	
Saldos en bancos	$	8.538.768	$	(19.099.426)
Cuentas comerciales, neto		3.937.714		(788.382)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente		250.500		(50.196)
Otros activos		359.925		(1.261.616)
Total activos	**$**	**13.086.907**	**$**	**(21.199.620)**
Cuentas por pagar bienes y servicios		8.503.350		(2.467.960)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		1.439.604		(149.114)
Total pasivos	**$**	**9.942.954**	**$**	**(2.617.074)**
Total diferencia en cambio	**$**	**23.029.861**	**$**	**(23.816.694)**

27. Venta y disposición de activos

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	
Resultado en Venta de Activos	$	(3.359.067)	$	(6.719.474)
	$	(3.359.067)	$	(6.719.474)

Al 31 de diciembre de 2019 la compañía presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por $3.359.067, correspondientes a: bajas con efecto en pérdida por $4.132.947 las cuales obedecen a: Centrales hidráulicas por $1.631.095, centrales térmicas por $1.495.373, renting y predios por $1.006.479.

Bajas con efecto en utilidad por $773.880 las cuales obedecen a: Vehículos propios por $347.800 y predios centrales hidráulicas por $426.080.

28. Gasto por impuesto a las ganancias

La provisión con cargo a los resultados del período, para impuestos sobre la renta y sobretasa de Renta se compone así:

	Al 31 de diciembre de 2019		Al 31 de diciembre de 2018	
Impuesto corriente periodo	$	525.527.209	$	433.954.590
Sobre tasa de Renta		-		52.568.557
Impuesto por ganancia ocasional		50.411		1.515
Impuesto de renta corriente contra patrimonio		(327.825)		(465.205)
Descuento ICA y Donaciones		(1.078.963)		-
Impuesto de renta corriente años anteriores (1)		(2.454.632)		(6.152.503)
Total impuesto corriente	**$**	**521.716.200**	**$**	**479.906.954**
Impuesto de renta años anteriores diferido (1)		235.622		5.623.931
Movimiento impuesto diferido		69.378.775		62.295.701
Total impuesto diferido		**69.614.397**		**67.919.632**
Gasto por impuesto de renta	**$**	**591.330.597**	**$**	**547.826.586**

Hasta el 2016 se constituyó reserva por concepto de la depreciación acelerada con cargo a la utilidad neta de 31 de diciembre de 2016, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 130 del Estatuto Tributario vigente hasta ese momento, afectando las utilidades de cada año, hasta un monto total de $ 241.806.481. Teniendo en cuenta que para efectos fiscales se ha utilizado el método de depreciación por reducción de saldos a partir del 2014 y contablemente se continuaría por el sistema de línea recta. A partir del 2017, tomando en consideración que el artículo 130 del Estatuto Tributario fue derogado por la reforma tributaria Ley 1819 de 2016, se inició a realizar el análisis por cada activo, en cuyo caso para aquellos activos en el que la depreciación contable inicia a equiparse a la fiscal y/o es superior, se revierte la reserva, siendo para la Asamblea de marzo de 2019 liberados $ 6.397.103, quedando un saldo de reserva por $ 232.564.242

(1) El impuesto de renta de años anteriores está compuesto por:

(a) Valor ajuste de renta 2018 por $2.454.631 el cual corresponde a diferencia entre el valor provisionado y el gasto real de la declaración de renta.

(b) Valor de impuesto diferido por diferencia provisiones laborales y cálculo actuarial por $ 235.623

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "resultado antes de impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados consolidados correspondiente al 31 de diciembre de 2019:

Reconciliación tasa efectiva de impuestos	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Ganancia (Pérdida) del período	**$ 1.232.152.218**	**$ 1.020.338.048**
Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	591.330.597	547.826.586
Ganancia (Pérdida) antes de impuesto	**$ 1.823.482.815**	**$ 1.568.164.634**
Tasa legal de impuesto vigente	33%	37%
Impuesto según tasa legal vigente	**$ (601.749.329)**	**$ (580.220.915)**
Diferencias permanentes:		
Impuestos no deducibles (1)	(1.936.153)	(1.870.880)
Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (2)	(1.736.579)	(210.320)
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes	2.182.599	6.007.352
Intereses presuntos	(2.793)	(12.000)
Depreciación contable valor depreciación fiscal	5.862.411	8.351.919
Deducciones por activos fijos reales productivos	2.732.090	7.307.761
Utilidad por venta de activos fijos gravados con ganancia ocasional	50.411	1.514
Otras diferencias permanentes	(31.227)	32.000
Ajuste renta año 2017 declaración de renta (3)	2.219.010	6.152.503
Descuento Industria y Comercio y 25% Donaciones	1.078.963	-
Ajuste diferencial tasas - ajuste diferido años anteriores (Reforma tributaria)(4)	-	6.634.480
Total diferencias permanentes	**$ 10.418.732**	**$ 32.394.329**
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	**$ (591.330.597)**	**$ (547.826.586)**

(1) Corresponde principalmente al 33% del gravamen a los movimientos financieros por $1.936.153.

(2) Corresponde al 33% provisiones de gastos no deducibles por $ 793.487 y rechazo gasto de Industria y Comercio por $ 943.092

(3) Corresponde al ajuste de la declaración del impuesto sobre la renta en 2018 por $2.219.010.

(4) Corresponde al ajuste del impuesto diferido, con ocasión al ajuste de diferencias temporarias en la declaración del impuesto sobre la renta en 2017 por $ 5.623.931 y actualización de impuesto diferido según las tasas futuras expedidas por la reforma tributaria Ley 1943 de 2018 por ($ 12.258.411)

29. Utilidad por acción

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la Compañía ajustada por los dividendos preferentes después de impuestos, entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año. Al 31 de diciembre de 2019, no se tiene acciones comunes adquiridas por la Compañía.

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios	$ 1.232.152.218	$ 1.020.338.048
Dividendos Preferenciales (1)	7.601.172	7.537.642
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios ajustado por Dividendos Preferenciales	1.224.551.046	1.012.800.406
Promedio ponderado de las acciones en circulación	148.914.162	148.914.162
Utilidad por acción básica (*)	**$ 8.223,20**	**$ 6.801,24**

(*) Cifra expresada en pesos colombianos

(1) Del total de acciones del Grupo Energía Bogotá S.A E.S.P., 20.952.601 acciones corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial anual de US$0,11 por acción.

30. Resultado integral

El detalle del otro resultado integral se presenta a continuación:

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2019	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Ganancias (Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (1)	$ (1.948.552)	$ (1.342.940)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	(8.131.850)	(5.747.248)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo (4)	959	959
Otro resultado que no se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	**$ (10.079.443)**	**$ (7.089.229)**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Ganancias (Pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	1.066.579	3.754.778
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	**$ 1.066.579**	**$ 3.754.778**
Impuesto a la ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (3)	1.886.585	564.163
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificara al impuesto del periodo	$ 1.886.585	$ 564.163
Impuesto a la ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos		
Efecto de impuesto por coberturas de flujos de efectivo (5)	(421.966)	(363.953)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificara al impuesto del periodo	**$ (421.966)**	**$ (363.953)**
Total otro resultado integral	**$ (7.548.245)**	**$ (3.134.241)**

(1) Al 31 de diciembre de 2019, corresponde a las pérdidas derivadas de la inversión en Electricaribe S.A. E.S.P como resultado de la valoración por el método de los múltiplos y a la actualización de la inversión en subsidiarias resultado de la aplicación del método de participación.

(2) Corresponde al efecto de las pérdidas actuariales valoradas por la firma Aon Hewitt México. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 las pérdidas actuariales con efecto en el patrimonio se presentan a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2019		Al 31 de diciembre de 2018	
	Pensiones y Beneficios	**Cesantías Retroactivas**	**Pensiones y Beneficios**	**Cesantías Retroactivas**
Saldo Inicial	**$ (12.710.123)**	**$ 958.389**	**$ (18.183.432)**	**$ 120.287**
Ganancia (pérdida) actuarial	**7.225.564**	906.286	4.909.146	838.102
Impuesto Corriente y Diferido	**1.886.585**	-	564.163	
Saldo Final	**$ (3.597.974)**	**$ 1.864.675**	**$ (12.710.123)**	**$ 958.389**

El valor de las pérdidas es transferido directamente a las ganancias acumuladas y no se reclasificarán al resultado del período equivalente.

(3) Corresponde al efecto en el patrimonio del impuesto de renta e impuesto diferido generado por las pérdidas actuariales al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente, como se detalla a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Impuesto a las ganancias	$ 327.825	$ 465.205
Impuesto diferido	(2.214.410)	(1.029.368)
Saldo Final	**$ (1.886.585)**	**$ (564.163)**

(4) Al 31 de diciembre de 2019, corresponde al Mark to Market (MTM) resultado de la valoración de los derivados de cobertura tanto para forward como swap.

(5) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, corresponde al impuesto diferido relacionado con las coberturas de flujos de efectivo, detallado a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Impuesto diferido relacionado con coberturas de flujos de efectivo	$ (421.966)	$ (363.953)
Saldo Final	**$ (421.966)**	**$ (363.953)**

31. Activos y pasivos en moneda extranjera

Las normas existentes en Colombia permiten la libre negociación de divisas extranjeras a través de los bancos y demás instituciones financieras a tasas libres de cambio. No obstante, la mayoría de las transacciones en moneda extranjera requieren el cumplimiento de ciertos requisitos legales.

Resumen de activos y pasivos denominados en divisas:

	Al 31 de diciembre de 2019			
	(en EUR)	**(en US Dólares)**	**(en CHF Franco Suizo)**	**(en miles de pesos)**
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	-	1.049.200	-	3.438.382
Deudores	143.686,	59.491	-	723.521
Cuentas por pagar	(7.601.402)	(8.213.119)	(1.521)	(54.883.128)
Posición (pasiva) neta	**(7.457.716)**	**(7.104.428)**	**(1.521)**	**(50.721.225)**

	Al 31 de diciembre de 2018			
	(en EUR)	**(en US Dólares)**	**(en CHF Franco Suizo)**	**(en miles de pesos)**
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	2.872	530.288	-	1.733.976
Deudores	1.186.143	1.991.981	-	10.879.899
Cuentas por pagar	(5.038.517)	(2.087.142)	(244.473)	(26.307.071)
Posición (pasiva) neta	**(3.849.502)**	**435.127**	**(244.473)**	**(13.693.196)**

32. Sanciones

Al 31 de diciembre 2019 el estatus de las sanciones se presenta a continuación:

a) No se encuentra pendiente resolución alguna que implique una posible sanción por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por incumplimientos consistentes en la violación del ordenamiento jurídico, específicamente la Ley 142, la Ley 143 y la Regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Con corte a 30 de junio de 2019, solo existe un procedimiento sancionatorio que se cerró en el 2013 cuya sanción consistió en una amonestación (sin valor pecuniario), por asuntos semejantes a los mencionados en este párrafo.

Sanciones ambientales

a) La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra la Compañía por $2.503.259, por el presunto incumplimiento a la Licencia Ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. Las Resoluciones proferidas por la ANLA fueron demandas por la Compañía, a través de un proceso de Nulidad y Restablecimiento del derecho.

   El 4 de junio de 2019 se llevó a cabo la audiencia inicial, la audiencia fijada para agosto fue cancelada por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca.

   El Tribunal fijo como fecha para llevar acabo la audiencia de pruebas el próximo 25 de febrero de 2020.

b) La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a la Compañía por $758.864, por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo-PHEQ), la sanción fue disminuida a $492.700.

   Se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho y el proceso desde octubre de 2017, se encuentra al despacho con la contestación de la demanda por parte de la CAM, la audiencia inicial se programó por parte del Tribunal para el próximo 20 de mayo de 2020.

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

   Como consecuencia de lo anterior la Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena (CAM) impuso tres (3) sanciones consistentes en una multa por $50.670 cada una:

   - Resolución No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea.

     Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, desde el 30 de mayo de 2019, el proceso se encuentra al despacho para dictar sentencia de primera instancia.

   - Resolución No. 3653 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Santiago y Palacios.

     Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, el 21 de mayo de 2019, se dictó sentencia de primera instancia desfavorable a la Compañía por parte del Juzgado Sexto Administrativo de Neiva Huila, actualmente el proceso se encuentra en trámite del Recurso de Apelación.

   - Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de La Galda.

     Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, la CAM contestó la demanda y el proceso se encuentra al despacho pendiente de fijar fecha para la audiencia inicial.

Sanciones fiscales

a) Impuesto vehículos, extemporaneidad impuesta sobre vehículo vendido sin traspaso a comprador. Cuantía Multa $713.

b) Sanción por extemporaneidad en la declaración de retención de ICA de diciembre 2018 de Palermo, por $344 por cambio de Banco recaudador, según lo establecido en el municipio.

c) Sanción por extemporaneidad en la declaración de retención de ICA de Cali de diciembre 2018, por $173 por cambio de Banco recaudador, según lo establecido en el municipio.

d) Sanción por corrección en declaración de retención en la fuente de diciembre 2018 por $399.

e) Sanción por extemporaneidad por declaración de ICA anual 2018 de Espinal por $345, por cambio normativo.

f) Sanción por extemporaneidad por declaración de ICA anual 2018 de Cereté por $1.172.

g) Sanción por inscripción extemporánea en municipio de Pamplona, por inicio de operaciones a inicio del 2018 por $828.

h) Sanción por extemporaneidad en presentación de medios magnéticos de 2018 por $102.810.

i) Sanción por extemporaneidad en presentación de declaración de ICA anual 2014 de Pereira $ 464 más intereses de mora de $ 305.

33. Otros seguros

La Compañía adicionalmente a los seguros con la de Propiedad, Planta y Equipo (Ver Nota 12), cuenta con los siguientes:

Bien/persona asegurada	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (cifras en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
Empleados con contrato directo con la Compañía	Muerte, incapacidad total y permanente	Suma asegurada máxima individual:$1.800.000	31/01/2020	Seguros bolivar
Consejeros o directivos	Responsabilidad civil de directores y administradores	$ 15.773.178	10/11/2020	SBS Seguros

34. Compromisos y contingencias

I. Compromisos de compra:

La Compañía al 31 de diciembre de 2019 tiene compromisos por compra de energía (pague lo contratado a precios corrientes), gas natural, fuel oil y carbón así:

Periodo	Gas Natural	Fuel Oil	Carbón	Energía	Total
2020-2023	$ 127.308.346	$ 73.885.483	$ 42.557.713	$ 85.048.652	$ 328.800.194
Total	**$ 127.308.346**	**$ 73.885.483**	**$ 42.557.713**	**$ 85.048.652**	**$ 328.800.194**

Al 31 de diciembre de 2019 la Compañía tiene compromisos de venta de energía en contratos de

largo plazo para el periodo de 2020-2024 por $13.214.162.000

El siguiente es el resumen de los compromisos de compra de materiales y servicios

Periodo	Materiales	Servicios	Total
2020-2021	$ 66.707.994	$ 196.356.843	$ 263.064.837
2021-2022	24.032.735	111.461.114	135.493.849
2024-2028	-	976.720	976.720
Total	**$ 90.740.729**	**$ 308.794.677**	**$ 399.535.406**

II. Convenio estación elevadora Canoas

El 5 de diciembre de 2011, se firmó el convenio interinstitucional entre la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P. -EAAB y la Compañía, con el objetivo de unir esfuerzos para garantizar la construcción de la Estación Elevadora Canoas, mediante aporte económico y de operación que ofrece la Compañía.

Cabe destacar la importancia que tiene para los habitantes de la cuenca del rio Bogotá el citado convenio, en la medida que contribuye de manera importante en la financiación de mega obras necesarias para el saneamiento de rio Bogotá y permite el aprovechamiento del recurso hídrico en el suministro de energía eléctrica garantizando la confiabilidad del sistema para la generación eléctrica; compatibilizando así, el proceso de generación de energía y la optimización de la calidad del agua.

El aporte económico de la Compañía para este convenio, asciende a $84.048.000, el valor del desembolso final será el resultado de la indexación simple de los recursos económicos del convenio y serán desembolsados una vez esté construida y en operación la estación elevadora por parte de la EAAB.

El convenio tiene una vigencia de 27 años contados a partir de la firma del convenio y hasta que la Compañía conserve la calidad de usuario de las aguas del Rio Bogotá en virtud de la concesión de aguas otorgada por la CAR. Este podrá prorrogarse por acuerdo de las partes siempre que subsistan las razones de su celebración.

En noviembre del 2018, la EAAB efectuó el proceso de adjudicación de los diseños y construcción de la estación elevadora que de acuerdo al cronograma previsto dio inicio en marzo de 2019 con una duración de 44 meses. La Compañía participará en las mesas técnicas a partir del inicio del contrato de ingeniería de detalle y construcción. Una vez esté terminada la construcción de la estación elevadora, instalación y puesta en marcha y se efectúen las pruebas de los equipos, la Compañía recibirá la Estación Elevadora para operarla y mantenerla.

III. Contingencias y Arbitrajes

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

Los principales procesos jurídicos que tiene la Compañía al 31 de diciembre 2019 calificados como eventuales:

Demandante	Fecha Inicio	Pretensión	Objeto del Juicio	Estado actual y situación procesal
Policarpo Agudelo Y Otros	2014	$ 50.000.000	Indemnización de perjuicios puente paso del colegio	Fallo de primera instancia favorable para la compañía
Ruber Cufino Hernandez Y Otros	2017	38.117.538	Compensación como población no residente	Se encuentra en el consejo superior de la judicatura resolviendo un conflicto de competencia
Tito Toledo Y Otros	2018	33.716.615	Se compense los daños y perjuicios ocasionados a causa del pheq a su labor de mineros artesanales de predios del a.i.d	Fallo de primera instancia favorable para la compañía
José Edgar Bejarano	2017	32.000.000	Acción de grupo por inundaciones en el río Upía (Villanueva y barranca de unía en Casanare) aguas abajo del embalse de Guavio.	Se encuentra pendiente de audiencia de testimonios
Jesus Maria Fernandez Y Otros	2017	24.673.190	Indemnización de perjuicios en modalidad de lucro cesante por la ocupación permanente de hecho de la represa el quimbo en área de contrato de concesión minera – predio la mina	Al despacho pendiente de fijación audiencia inicial
Yina Paola Amaya Pimentel Y Otros	2018	20.706.898	Se compense los daños y perjuicios ocasionados a causa del pheq a su labor de jornaleros en cultivo de tabaco y cultivos de ciclo corto de predios del a.i.d	Se encuentra en el tribunal administrativo de Neiva pendiente de resolver recurso de apelación presentado por la Compañía contra el auto que no decreto la caducidad
Aura Lucia Diaz Garcia Y Otros	2017	20.349.603	Compensación como población no residente	Pendiente de fijación de fecha para practica de pruebas
Antonio Jesus Moreno	2017	15.831.622	Compensación población no residente	Se encuentra en el concejo superior de la judicatura resolviendo un conflicto de competencia
Fanol Bermeo Bermeo Y Otros	2017	10.400.000	Daños y perjuicios ocasionados a paleros	Al despacho para fallo de primera instancia
Carlos Arrigui Ramon	2015	10.000.000	Lesión enorme	Fallo de segunda instancia favorable para la compañía
Piscicola New York S.A. Procesadora Y Comercializadora De Alimentos S.A. - Proceal S.A. Piscicola Rios S.A.	2017	7.792.000	Se condene a las demandadas la indemnización colectiva causada por los perjuicios materiales (daño emergente) y daño moral recibidos por la construcción de la hidroeléctrica el quimbo	Pendiente de señalar fecha de audiencia de conciliación.
Maria Esther Rojas De Irrigui	2015	6.000.000	Lesión enorme	Fallo de segunda instancia favorable para la compañía

Demandante	Fecha Inicio	Pretensión	Objeto del Juicio	Estado actual y situación procesal
Lucia Motta De Barrera	2017	5.596.309	Lesión enorme	Fallo de primera instancia favorable para la compañía
Yaneth Joven Suarez	2017	5.486.229	Lesión enorme	Fallo de primera instancia favorable para la compañía
Ricardo Rivera Chaux	2017	5.416.668	Lesión enorme	Fallo de primera instancia favorable para la compañía
Alba Myriam Chaux Montealegre Y Otros	2017	5.188.063	Comerciantes de pescado	Practica de pruebas
Rosario Florez Angarita Y Otros	2017	4.416.785	Rce por indemnización	Se encuentra en el consejo superior de la judicatura resolviendo un conflicto de competencia
Jose Ramiro Benavides Y Otros	2018	4.229.160	se compense los daños y perjuicios ocasionados a causa del pheq a su actividad economica dentro de la cadena de construcción - no residentes que derivaban sus ingresos en el a.i.d	Al despacho para resolver llamamiento en garantía
Mendez Arboleda Sas	2016	3.749.528	Lesión enorme	Se encuentra pendiente audiencia para fallo de primera instancia
Luz Marina Ardila Silva	2018	2.561.088	se compense los daños y perjuicios ocasionados a causa del pheq a su actividad economica en predios del a.i.d	Pendiente de resolver llamamiento en garantía
William Javier Cedeño Medina	2017	1.500.732	Indemnización de perjuicios por ser arrendatarios de un predio adquirido por el pheq	Al despacho para dictar fallo de primera instancia
Roberto Aisama Nurinbia Y Otros 6	2019	1.226.291	Se compense los daños y perjuicios ocasionados a causa del pheq a su actividad economica en su condición de no residentes - ensilladores de maíz y una empleada del servicio en predios aid	Se contestó la reforma a la demanda el 13 de enero del 2020
Pedro Hernandez Rojas	2017	1.088.705	Daños y perjuicios ocasionados por el pheq requiere compensación por ser poseedor del lote parcela 18b folio 20223122	Al despacho para fallo de primera instancia
Roberto Campos Y Otros	2018	1.042.693	Se compense los daños y perjuicios ocasionados a causa del pheq a su actividad economica minería artesanal en predios ubicados en el aid - no residentes que derivaban sus ingresos en el a.i.d	Pendiente de fijación de audiencia inicial
Yustina Esquivel Buesaquillo Y Otro	2018	887.248	Se compense los daños y perjuicios ocasionados a causa del pheq a su labor de predios del a.i.d	Al despacho para resolver recurso de reposición y en subsidio de apelación contra la Compañía por el auto que decreto la falta de jurisdicción.
Gustavo Adolfo Trujillo	2017	807.302	Lesión enorme	En csj para resolver conflicto de competencia
Alquileres Y Constructores Aderco Ltda	2013	195.490	Demanda por hurto de maquinaria a subcontratista de la Compania	Objeción de dictamen pericial
Orlando Baena Rodríguez	2018	150.000	Indemnización plena de perjuicios	Se encuentra pendiente la audiencia del art. 77.
Leovigildo Antonio Rolong Montenegro	2013	40.000	solidaridad salarios y prestaciones	Se encuentra suspendido desde el 26 de noviembre de 2014
Jose Omar Cano Campos	2018	25.000	Nulidad de actos administrativos – niega la inclusión en el censo de población receptora afectada por (pheq) y su correspondiente compensación	Se encuentra en el consejo superior de la judicatura resolviendo un conflicto de competencia
Derly Andrea Lasso Torres Y Otros 19	2019	Indeterminada	indemnización de perjuicios a población receptora	se encuentra al despacho en el concejo superior de la judicatura pendiente de resolver competencia
Maria Francy Bejarano Martinez Y Otros	2016	Indeterminada	la acción judicial persigue la extinción del derecho real de dominio de la empresa sobre un bien inmueble ubicado en la zona del Guavio	Se encuentra en etapa probatoria

Los principales procesos fiscales que tiene la compañía al 31 de diciembre 2019 calificados como eventuales:

Impuesto de Industria y Comercio (ICA)

Las compañías de la línea de generación de energía han sido requeridas por algunos municipios con el fin de tributar por concepto de Impuesto de Industria y Comercio (ICA) sobre la base de sus ingresos. Sin embargo, ello desconoce la aplicación

del régimen especial contenido en la Ley 56 de 1981, según el cual este tributo se debe liquidar teniendo en cuenta la capacidad de generación de energía instalada en planta.

Es importante destacar la acción de nulidad y restablecimiento del derecho, promovida contra la liquidación de aforo proferidas por el Municipio de Guachené, Cauca, por concepto de ICA de las vigencias fiscales 2012 a 2016, cuya cuantía asciende a $3.650.683

La Compañía, junto con sus asesores externos e internos, con base en criterios jurisprudenciales reiterados, concluyeron que los eventos contingentes relacionados con el ICA tienen una probabilidad de pérdida inferior al 50%. Lo anterior, en la medida que la Corte Constitucional declaró la exequibilidad del artículo 181 de la Ley 1607 de 2014 el cual reiteró que la venta de energía es la culminación de la actividad de generación por lo que siempre que la energía vendida haya sido generada por la vendedora, se grava con ICA únicamente en el municipio donde se encuentre ubicada la planta y en función de la capacidad instalada de la misma. El Consejo de Estado asumió lo expuesto por la Corte Constitucional y en 2016 resolvió varios procesos favorables a los intereses de la Compañía.

Impuesto de Renta Año Gravable 2003

El proceso tiene su fundamento en el no reconocimiento por parte de la DIAN de los beneficios derivados de la aplicación de la Ley Páez. En ese orden, la autoridad tributaria considera que la Compañía no era objeto de la aplicación de los beneficios provenientes de dicha Ley sobre la totalidad de sus ingresos.

La cuantía del proceso asciende a $117.113.000. La Compañía junto con sus asesores externos, concluyeron que el evento contingente relacionado con la renta del 2003, tiene una probabilidad de pérdida inferior al 50%.

Tasa de Aprovechamiento Forestal 2014 y 2019

Como antecedente de ésta controversia se encuentra la licencia ambiental de El Quimbo, que señaló la posibilidad de pagar a la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) las tasas compensatorias por la afectación o aprovechamiento de los recursos naturales, siempre que hubiere lugar a ello. Con fundamento en esto, la CAM expidió en 2014 una liquidación de la tasa de aprovechamiento forestal aplicando para ello una tarifa correspondiente a la prestación de servicios técnicos establecida en el Acuerdo 048 de 1982 del Inderena. La Compañia sostiene que el cobro es ilegal con fundamento en los siguientes argumentos:

(i) El Acuerdo 048 es nulo, y la tarifa prevista en 1982 no podía ser aplicada, pues estaba prevista para el Inderena (entidad suprimida desde 1994); y,

(ii) La CAM no ha prestado servicio alguno. De hecho, la Ley ordena que los costos por estudios de impacto ambiental, diagnósticos, seguimiento de los proyectos y demás relacionados con las licencias ambientales sean asumidos por el particular que la solicitó.

En 2019, la CAM liquidó ésta tasa por segunda vez, ampliando el volumen de material que ya había analizado en el proceso de determinación de 2014. La Compañía reitera los argumentos antes expuestos y agrega que, además, ésta segunda liquidación sería nula en la medida que la Ley prohíbe realizar una segunda liquidación sobre los mismos hechos.

Vale la pena tener en cuenta que la Compañía demandó en acción de nulidad simple el Acuerdo 048 de 1982 que la CAM alude como fundamento del cobro.

La cuantía del proceso adelantado contra la liquidación de 2014 asciende a $28.605 millones, mientras que la cuantía del proceso adelantado contra la liquidación de 2019 es de $24.090 millones. En ambos casos, la Compañía junto con sus asesores externos, estimó que el evento contingente tiene una probabilidad de pérdida inferior al 50%.

Impuesto de Renta Año Gravable 2013

El origen de la fiscalización es el Contrato de Estabilidad Jurídica suscrito por la Compañía, que incluyó un cronograma de inversión estimada que, según la DIAN, sirve de límite para calcular la deducción por inversión en activos fijos reales productivos. En la medida que la Compañía realizó una inversión superior a la estimada (lo que además implicó el pago de una

prima adicional), se calculó la deducción tomando como base la inversión efectivamente realizada. No obstante, la DIAN sostiene que la deducción debe ser calculada sobre la inversión estimada y no sobre la inversión real. Por esta razón, rechaza la deducción que excede a la inversión estimada, generando así un mayor impuesto a cargo de la Compañía.

La cuantía de ésta contingencia asciende a $49.972 millones. La Compañía junto con sus asesores externos, concluyeron que el evento contingente tiene una probabilidad de pérdida inferior al 50%.

Proceso adelantado por Manufacturas Eliot contra la Compañía.

Manufacturas Eliot, cliente de la Compañía, exige la devolución de las sumas que fueron recaudadas por concepto de la contribución del sector eléctrico, pues considera que se encontraba exento de éste pago

La cuantía de ésta contingencia asciende a $5.077 millones. La Compañía junto con sus asesores externos, concluyeron que el evento contingente tiene una probabilidad de pérdida inferior al 50%.

Compensar- Contribución de solidaridad

Compensar presentó demanda contra la Compañía con el fin de obtener la devolución de $679.641.826 originados en el retardo en el pago de la contribución de solidaridad desde el mes de mayo de 2009 hasta el mes de julio de 2012. Compensar alega que se encuentra excluida de la contribución en tres de sus sedes por ser una entidad sin ánimo de lucro que desarrolla actividades asistenciales en esas sedes. La Compañía concedió la exclusión y posteriormente revocó dicha concesión y realizó el cobro retroactivo a Compensar en virtud de la Oferta Mercantil suscrita entre las Partes.

El 18 de julio de 2017 se llevó a cabo la audiencia inicial, en la que la Compañía interpuso recurso de apelación contra la decisión de la magistrada de no declarar probadas las excepciones de falta de competencia, inepta demanda y falta de legitimación pasiva. Por esta razón, se remitió el expediente al Consejo de Estado para que resolviera el recurso.

El 10 de agosto de 2018, el Consejo de Estado profirió un auto declarando probada la excepción de inepta demanda, ordenando la terminación del proceso. Compensar presentó un incidente de nulidad contra ésta actuación, que fue resuelto negativamente el 7 de diciembre de 2018. Es decir, el Consejo de Estado negó la solicitud de nulidad, confirmó la terminación del proceso y remitió el expediente de regreso al Tribunal Administrativo de Cundinamarca.

El 14 de febrero de 2019, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca profirió un auto acatando la decisión del Consejo de Estado, lo que formalmente dio fin a la discusión judicial.

35. Mercado de derivados energéticos

Desde de 2016, la Compañía ingresó al mercado de derivados Energéticos con el objetivo de celebrar contratos de futuros de energía con los cuales mitigar el riesgo asociado a la volatilidad de precios de la energía en el mercado SPOT. Con lo anterior, la compañía administra su portafolio de contratos.

A 31 de diciembre de 2019 se han liquidado en el año 5.28 GWh de compra de futuros de energía con finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

En mayo 2018, la junta directiva aprobó el cambio del objeto social de la Compañía, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Al 31 de diciembre de 2019 existen contratos de venta de futuros de energía vigentes por 35.84 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación. A su vez, a 31 de diciembre de 2019 se liquidaron 27.05 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2019 la valoración de Derivex cierra así:

Operación	MTM	No. Operaciones
Compra	352.530	2
Negocio	(1.101.528)	53
Venta	-	-

Las anteriores operaciones son respaldadas por garantías las cuales a 31 de diciembre 2019 ascienden en efectivo en $821.248 y en TES $1.125.143, los cuales son considerados como efectivo restringido.

36. Gestión de riesgos

La Compañía está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por la Compañía en el establecimiento de su política de gestión de riesgos se destacan los siguientes:

a) Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.

b) Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de la Compañía.

c) Cada gerencia y área corporativa define:

   i. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.

   ii. Criterios sobre contrapartes.

   iii. Operadores autorizados.

d) Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.

e) Todas las operaciones de las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio se realizan dentro de los límites aprobados para cada caso.

f) Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de la Compañía.

Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es reducir la volatilidad del gasto financiero reflejado en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones de la Compañía y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los Instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a Swaps de tasa, que fijan desde tasa variable a fija.

	Al 31 de diciembre de 2019			Al 31 de diciembre de 2018		
Tasa de Interés	**Variación (pbs)***	**Sensibilidad en miles COP**		**Variación (pbs)***	**Sensibilidad en miles COP**	
IPC	+/- 3,16%	(+/-)$	62.289.485	+/- 5,14%	(+/-)$	133.171.674
IBR	+/- 2,23%	$	-	+/- 4,08%	(+/-)$	6.380.346

(*) Las variaciones o movimientos de las tasas de interés se calcularon con base en su volatilidad histórica en un periodo de tres años 2017-2019 y 2016-2018 para los cálculos de 2019 y 2018 respectivamente, tomando dos veces la variación estándar de la serie.

Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se pueden presentar, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

(a) Deuda contratada por la Compañía denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.

(b) Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.

(c) Ingresos que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

Teniendo en cuenta que la moneda funcional de la Compañía es el peso colombiano se hace necesario mitigar el riesgo de tipo de cambio minimizando la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a derivados (forwards y Swaps) de tipo de cambio. Actualmente la Compañía contrata coberturas para tipo de cambio con el fin de cubrir el pago de facturas en dólares para la compra de activos en moneda extranjera (capex de mantenimiento) y disminución del CERE (Costo equivalente real de energía del cargo por confiabilidad). Actualmente la Compañía tiene contratadas coberturas de tipo de cambio por un nocional de USD 6,664,723 y EUR 505,400 con vencimiento en enero 2020

Riesgo de "commodities"

La Compañía se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de "commodities" (mercado de combustibles) y del precio spot de energía (mercado colombiano de energía).

La Compañía compra combustibles para generación sin cubrimiento de riesgos por cambios en los precios. Los combustibles líquidos se compran a precios de mercado internacional. Los precios de combustibles sólidos como el carbón resultan de procesos abiertos de contratación en el mercado local no asociados directamente a los commodities internacionales; la indexación de éstos está dada por la variación del IPPC (Índice de Precios al Productor del Carbón) limitada a un máximo del +/-5% con el fin de mantener estabilidad en los valores de compras.

La Compañía realiza la mayoría de transacciones de venta de energía mediante contratos en el mercado de energía mayorista (MEM), en el mercado no regulado (MNR) y en el mercado de derivados financieros (Derivex), en los que se ha pactado previamente un precio con indexación al IPP, mitigando de esta manera el riesgo sobre el precio spot del portafolio de generación.

Riesgo de Liquidez

La Compañía mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo, caja e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales. Los recursos disponibles deben cubrir las necesidades proyectadas de servicio de la deuda financiera (capital más intereses) neta, es decir, después de derivados financieros. A continuación, se presentan los flujos de efectivo contractuales de los pasivos financieros con terceros hasta su vencimiento sin descontar:

	Corriente			No Corriente				
Concepto	**Menos de 90 días**	**Más de 90 días**	**Total Corriente**	**1 a 3 años**	**3 a 5 años**	**5 a 10 años**	**Más de 10 años**	**Total No Corriente**
Bonos Emitidos (capital + intereses)	$ 111.782.376	$ 358.647.044	$ 470.429.420	$ 1.762.611.992	$ 669.334.154	$ 617.496.390	$ 162.364.060	$ 3.211.806.596
Préstamos Bancarios (capital + intereses)	-	-	-	-	-	-	-	-
Obligaciones por leasing financiero(capital + intereses)	202.665.848	470.409.167	673.075.015	467.587.170	67.165.527	-	-	534.752.697
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	349.053.095	-	349.053.095	-	-	-	-	-
Total	**$ 663.501.319**	**$ 829.056.211**	**$ 1.492.557.530**	**$ 2.230.199.162**	**$ 736.499.681**	**$ 617.496.390**	**$ 162.364.060**	**$ 3.746.559.293**

Riesgo de Crédito

La Compañía realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales

El riesgo de crédito en la Compañía es históricamente limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes, lo cual permite que no acumulen individualmente montos significativos. Así mismo la regulación permite proceder con el corte del suministro de energía y en casi todos los contratos firmados con los clientes se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito mediante la evaluación de los indicadores de cartera general e individual.

Activos de carácter financiero

Las inversiones de los recursos disponibles de la Compañía (inversiones de tesorería) originadas en la operación, y en otros ingresos no operacionales y las operaciones de derivados financieros se efectuarán con entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea que cumplan con la calificación de riesgo mínima solicitada por la Compañía.

La calificación de riesgo mínima de las contrapartes financieras debe ser grado de inversión internacional de largo plazo, o su equivalente en escala local teniendo en cuenta el mínimo rating internacional de moneda extranjera de la República de Colombia. Sólo podrá invertirse en contrapartes con una calificación inferior, dentro de los límites establecidos por riesgos para contrapartes no grado de inversión, o previa aprobación por medio de un Waiver vigente otorgado por riesgos. Las calificaciones de riesgo locales deben ser emitidas por una calificadora de riesgo reconocida y legalmente establecida en Colombia. Para las calificaciones de riesgo internacional serán aceptables las otorgadas por Moody's, S&P y Fitch. Cuando una Contraparte Financiera cuente con más de una calificación, se tomará la más baja para efectos de lo dispuesto en este numeral.

Las operaciones de excedentes de liquidez deben cumplir los siguientes criterios generales:

» **Seguridad:** Con el objetivo de preservar el valor del portafolio de inversiones, los recursos disponibles a ser colocados deben cumplir con los requisitos de calificación crediticia contenida en este documento.

» **Liquidez:** Los instrumentos que hacen parte de las inversiones deben contar con alta liquidez en el mercado.

» **Rentabilidad:** Dentro de los límites de riesgo permitidos se debe buscar el máximo retorno posible a las inversiones.

» **Diversificación:** Se debe evitar la concentración del riesgo en un determinado tipo de emisor o contraparte.

» **Transparencia:** Todas las operaciones y compromisos efectuados en el manejo de los recursos disponibles deben quedar explícitamente registradas y soportadas, y regirse por las normas y procedimientos vigentes.

Medición del riesgo

La Compañía adoptó desde el 1 de enero de 2018 la NIIF 9, la cual introdujo un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque más basado en principios.

Bajo el nuevo enfoque, una relación de cobertura es efectiva si y solo si cumple con los siguientes criterios:

(a) Hay una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura.

(b) El efecto del riesgo crediticio no predomina sobre los cambios de valor que proceden de esa relación económica.

(c) La razón de cobertura, entendida como la relación entre el nocional de la partida cubierta y el nocional del instrumento de cobertura, es la misma que la Compañía utiliza para fines de gestión de riesgos y dicha relación es adecuada para fines de contabilidad de cobertura.

37. Valor razonable

El valor razonable de los activos financieros 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 a la política definida.

A continuación, se presenta los activos financieros y los pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 31 de diciembre de 2019:

	Importes en libros	Valores razonables
	Al 31 de diciembre de 2019	
Activos financieros (1)		
Vivienda Integral	$ 6.543.136	$ 7.226.337
Vivienda Convencionado	4.350.011	4.350.012
Vivienda pensionado	2.640.811	2.924.986
Otros prestamos	172.781	172.781
Vivienda PSJ	57.083	57.082
Total de activos	**$ 13.763.822**	**$ 14.731.198**

	Importes en libros	Valores razonables
	Al 31 de diciembre de 2019	
Pasivos financieros (2)		
Bonos emitidos	$ 3.001.765.481	$ 3.216.113.685
Obligaciones por leasing	11.550.325	12.098.773
Total de pasivos	**$ 3.013.315.806**	**$ 3.228.212.458**

(1) La Compañía evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, sobre la base de parámetros tales como las tasas de interés, los factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar.

(2) Las obligaciones financieras y arrendamientos financieros se estiman descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares. La Compañía emplea las tasas de descuento de la curva cero cupón de acuerdo a los vencimientos de cada emisión.

Los valores razonables del efectivo y equivalentes de efectivo y las cuentas por pagar comerciales, se aproximan a sus importes en libros, en gran medida, debido a los vencimientos a corto plazo de estos instrumentos.

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía mantiene en su estado de situación financiera los siguientes activos financieros y pasivos financieros medidos por su valor razonable, clasificados por niveles de acuerdo a la política definida (Ver nota 3.2.13):

Activos Financieros	Nivel 3
Inversiones financieras - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	$ 544.417

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

Esta metodología es la misma aplicada en el periodo anterior.

Pasivos Financieros	Nivel 2
Instrumentos derivados (Ver Nota 13)	$ 4.560.865

38. Categorías de activos financieros y pasivos financieros

Las categorías bajo NIIF 9 de los activos financieros y pasivos financieros son las siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2019		Al 31 de diciembre de 2018	
Activos Financieros	**Corriente**	**No corriente**	**Corriente**	**No corriente**
Costo amortizado				
Efectivo y equivalentes al efectivo	$ 283.674.744	$ -	$ 634.767.165	$ -
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	239.008.801	36.544.144	152.986.102	16.979.005
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	183.358.252	-	135.427.801	-
Otros activos financieros	13.471.927	-	85.387.200	-
Total activos financieros a costo amortizado	**719.513.724**	**36.544.144**	**$ 1.008.568.268**	**$ 16.979.005**
Valor razonable con cambios en resultados				
Otros activos financieros	-		582.398	-
Total activos Financieros a valor razonable con cambios en resultados	**$ -**	**$ -**	**$ 582.398**	**$ -**
Valor razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	-	554.417	-	1.923.594
Total activos financieros a valor razonable con cambios en ORI	**$ -**	**$ 554.417**	**$ -**	**$ 1.923.594**

Activos Financieros	Al 31 de diciembre de 2019 Corriente	Al 31 de diciembre de 2019 No corriente	Al 31 de diciembre de 2018 Corriente	Al 31 de diciembre de 2018 No corriente
Costo amortizado				
Otros pasivos financieros	$ 324.631.163	$ 2.688.684.643	$ 759.721.448	$ 3.042.178.911
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	349.053.095		390.931.680	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	226.662.717		189.108.090	
Total pasivos financieros a costo amortizado	**$ 900.346.975**	**$ 2.688.684.643**	**$ 1.339.761.218**	**$ 3.042.178.911**
Valor razonable con cambios en resultados				
Otros pasivos financieros	4.560.865	-	1.922.833	-
Total pasivos Financieros a valor razonable con cambios en resultados	**$ 1.922.833**	**$ -**	**$ 1.922.833**	**$ -**

39. Aprobación de Estados Financieros

Los estados financieros de propósito general de la Compañía al 31 de diciembre de 2019, fueron aprobados por el Comité de Auditoría según Acta No. 061 del 24 de febrero de 2020 y recomendados por la Junta Directiva según Acta No 478 del 24 de febrero de 2020 con el fin de ser presentados a la Asamblea General de Accionistas conforme a lo dispuesto en el Código de Comercio.

40. Eventos subsecuentes

Cancelación crédito intercompañia:

El 15 de enero de 2020 Codensa S.A. E.S.P canceló los préstamos otorgados en octubre por $68.862.265 a una tasa del 5.34% E.A. los intereses pagados corresponden a $717.938.

El 17 de enero de 2020 Codensa S.A. E.S.P canceló el préstamo otorgado en noviembre por $23.796.206 a una tasa del 5.34% E.A. los intereses pagados corresponden a $244.372.

Pago de dividendos

El 15 de enero de 2020 se pagó el excedente de los dividendos correspondientes a la utilidad de 2018 por $178.336.911

Vencimientos derivados de cobertura

En diciembre de 2019 se adquirieron tres (3) derivados constituidos con valoración pasiva con Scotibank Colombia para cubrir la exposición costo equivalente real en inversiones, proyectos y otros que vencieron en enero del 2020, como se detallan a continuación:

Derivado	Subyacente	Factor de Riesgo	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada Activa	Vencimiento	MTM
FORWARD	Cobertura exposición pago factura seguros	Tipo de cambio	5.937.723	USD	3.322,56	28 de enero de 2020	$ 206.937
FORWARD	Cobertura exposición inversiones/proyectos	Tipo de cambio	727.500	USD	3.335,03	15 de enero de 2020	35.706
FORWARD	Cobertura exposición TFee	Tipo de cambio	505.400	EUR	3.753,58	17 de enero de 2020	30.255
Total valoración							**$ 272.898**

Resolución CREG 200 de 2019

En enero de 2020 la CREG publica la Resolución 200 de 2019, mediante la cual define un esquema para permitir que los generadores que cumplan con los requisitos puedan compartir activos para su conexión al SIN. Las plantas deben ser plantas despachadas centralmente o plantas que se hayan acogido al despacho central de acuerdo con lo previsto en la Resolución CREG 086 de 1996.

Renovación pólizas de seguro

El 3 de enero de 2020, se renueva la póliza de Responsabilidad Civil Extracontractual que ampara los vehículos de la Compañía con Mapfre Seguros de Colombia con vigencia hasta el 2 de enero de 2021.

emgesa

enel.com.co