OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS 2020

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial

enel emgesa

OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

enel
emgesa

BRIGHTER

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS 2020

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial

Al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2020.
(Con cifras comparativas al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2020).
Con el informe del Revisor Fiscal

KPMG S.A.S.
Calle 90 No. 19C - 74
Bogotá D.C. - Colombia

Teléfono
57 (1) 618 8000
57 (1) 618 8100

home.kpmg/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL

Señores Accionistas

Emgesa S.A. E.S.P.:

Opinión

He auditado los estados financieros consolidados de Emgesa S.A. E.S.P. (el Grupo), los cuales comprenden el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y los estados consolidados de resultados y otro resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año que terminó en esa fecha y sus respectivas notas, que incluyen las políticas contables significativas y otra información explicativa.

En mi opinión, los estados financieros consolidados que se mencionan, preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros y adjuntos a este informe, presentan razonablemente, en todos los aspectos de importancia material, la situación financiera consolidada del Grupo al 31 de diciembre de 2020, los resultados consolidados de sus operaciones y sus flujos consolidados de efectivo por el año que terminó en esa fecha, de acuerdo con Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, aplicadas de manera uniforme con el año anterior.

Bases para la opinión

Efectué mi auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia (NIAs). Mis responsabilidades de acuerdo con esas normas son descritas en la sección "Responsabilidades del revisor fiscal en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados" de mi informe. Soy independiente con respecto al Grupo, de acuerdo con el Código de Ética para profesionales de la Contabilidad emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código IESBA - International Ethics Standards Board for Accountants, por sus siglas en inglés) incluido en las Normas de Aseguramiento de la Información aceptadas en Colombia junto con los requerimientos éticos que son relevantes para mi auditoría de los estados financieros consolidados establecidos en Colombia y he cumplido con mis otras responsabilidades éticas de acuerdo con estos requerimientos y el Código IESBA mencionado. Considero que la evidencia de auditoría que he obtenido es suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión.

Asunto clave de auditoría

Asunto clave de auditoría son aquellos que, según mi juicio profesional, fueron de la mayor importancia en mi auditoría de los estados financieros consolidados del período corriente. Estos asuntos fueron abordados en el contexto de mi auditoría de los estados financieros consolidados como un todo y al formarme mi opinión al respecto, y no proporciono una opinión consolidada sobres este asunto.

© 2021 KPMG S.A.S. sociedad colombiana por acciones simplificada y firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG internacional Limited, ("KPMG Internacional"), una entidad inglesa privada limitada por garantia. Todos los derechos reservados. Impreso en Colombia.

Estimación del ingreso por venta de energía entregada y no facturada
(Ver Nota 2.5 a los estados financieros consolidados)

Asunto clave de Auditoría	Cómo fue abordado en la auditoría
Emgesa S.A. E.S.P. ha establecido un procedimiento para el reconocimiento de ingresos estimados al cierre de cada mes, asociados a la venta de energía entregada y no facturada en los mercados mayorista y no regulado al cierre de cada mes, cuya facturación es realizada en el mes siguiente. Al cierre de diciembre de 2020, los ingresos estimados no facturados reconocidos ascienden a $154.871 millones. Consideré la estimación del ingreso por venta de energía entregada y no facturada como un asunto clave de auditoría por la significancia de las variables incorporadas en la determinación de éste ingreso, especialmente con respecto a: a) la cantidad de energía consumida calculada con base en el histórico de los consumos promedio de los últimos meses o la curva típica de consumos, dependiendo del tipo de cliente, y b) los precios pactados con los clientes, que para el mercado mayorista y para el mercado no regulado corresponden al Índice de Precios al Productor (IPP).	Mis procedimientos de auditoría para evaluar la estimación del ingreso por venta de energía entregada y no facturada incluyeron, entre otros, los siguientes: 1. Evaluación del diseño, implementación y efectividad operativa de ciertos controles internos establecidos por la Compañía, para la estimación del ingreso tales como: 1) a revisión de consumos mensuales base para el cálculo de la estimación por cliente y contrato; 2) la revisión y aprobación de las variables del precio que se incorporan en los acuerdos contractuales de cada cliente (IPP); 3) la preparación, revisión y aprobación del ingreso estimado al cierre de cada mes y 4) comparación de la estimación del ingreso con la facturación final, incluida la validación de las variables incorporadas para el proceso de estimación del ingreso de la energía entregada y no facturada. 2. Para una selección de contratos se realizó la comparación del Índice de Precios al Productor (IPP) utilizado para la estimación del ingreso al cierre del año frente al dato real del mes publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE, para identificar posibles desviaciones y la justificación por parte de la Compañía sobre las mismas. 3. Comparación del consumo utilizado en la estimación versus la información reportada por el operador y administrador del mercado eléctrico colombiano (XM). 4. Recálculo del ingreso estimado al cierre del año. 5. Comparación de la exactitud del ingreso estimado reconocido al cierre del año versus la facturación real emitida en el mes de enero del año siguiente y seguimiento a la explicación por parte de la Compañía sobre las posibles desviaciones. 6. Análisis de la antigüedad de la cartera originada en el reconocimiento de la energía entregada y no facturada.

Otros asuntos

Los estados financieros consolidados al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2019 se presentan exclusivamente para fines de comparación, fueron auditados por otro contador público quien en su informe de fecha 20 de febrero de 2020 expresó una opinión sin salvedades sobre los mismos.

Responsabilidad de la administración y de los encargados del gobierno corporativo del Grupo en relación con los estados financieros consolidados

La administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno que la administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de errores de importancia material, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como establecer los estimados contables razonables en las circunstancias.

© 2021 KPMG S.A.S. sociedad colombiana por acciones simplificada y firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG internacional Limited, ("KPMG Internacional"), una entidad inglesa privada limitada por garantia. Todos los derechos reservados. Impreso en Colombia.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la administración es responsable por la evaluación de la habilidad del Grupo para continuar como un negocio en marcha, de revelar, según sea aplicable, asuntos relacionados con la continuidad del mismo y de usar la base contable de negocio en marcha a menos que la administración pretenda liquidar el Grupo o cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa más realista que proceder de una de estas formas.

Los encargados del gobierno corporativo son responsables por la supervisión del proceso de reportes de información financiera del Grupo.

Responsabilidades del revisor fiscal en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Mis objetivos son obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados considerados como un todo, están libres de errores de importancia material bien sea por fraude o error, y emitir un informe de auditoría que incluya mi opinión. Seguridad razonable significa un alto nivel de aseguramiento, pero no es una garantía de que una auditoría efectuada de acuerdo con NIAs siempre detectará un error material, cuando este exista. Los errores pueden surgir debido a fraude o error y son considerados materiales si, individualmente o en agregado, se podría razonablemente esperar que influyan en las decisiones económicas de los usuarios, tomadas sobre la base de estos estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría efectuada de acuerdo con NIAs, ejerzo mi juicio profesional y mantengo escepticismo profesional durante la auditoría. También:

- Identifico y evalúo los riesgos de error material en los estados financieros consolidados, bien sea por fraude o error, diseño y realizo procedimientos de auditoría en respuesta a estos riesgos y obtengo evidencia de auditoría que sea suficiente y apropiada para fundamentar mi opinión. El riesgo de no detectar un error material resultante de fraude es mayor que aquel que surge de un error, debido a que el fraude puede involucrar colusión, falsificación, omisiones intencionales, representaciones engañosas o la anulación o sobrepaso del control interno.
- Obtengo un entendimiento del control interno relevante para la auditoría con el objetivo de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias.
- Evalúo lo apropiado de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de los estimados contables y de las revelaciones relacionadas, realizadas por la administración.
- Concluyo sobre lo adecuado del uso de la hipótesis de negocio en marcha por parte de la administración y, basado en la evidencia de auditoría obtenida, sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con eventos o condiciones que puedan indicar dudas significativas sobre la habilidad del Grupo para continuar como negocio en marcha. Si concluyo que existe una incertidumbre material, debo llamar la atención en mi informe a la revelación que describa esta situación en los estados financieros consolidados o, si esta revelación es inadecuada, debo modificar mi opinión. Mis conclusiones están basadas en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de mi informe. No obstante, eventos o condiciones futuras pueden causar que el Grupo deje de operar como un negocio en marcha.

© 2021 KPMG S.A.S. sociedad colombiana por acciones simplificada y firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG internacional Limited, ("KPMG Internacional"), una entidad inglesa privada limitada por garantia. Todos los derechos reservados. Impreso en Colombia.

- Evalúo la presentación general, estructura y contenido de los estados financieros consolidados, incluyendo las revelaciones, y si los estados financieros consolidados presentan las transacciones y eventos subyacentes para lograr una presentación razonable.
- Obtengo evidencia de auditoría suficiente y apropiada respecto de la información financiera de las entidades o actividades de negocios dentro del Grupo para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Soy responsable por la dirección, supervisión y realización de la auditoría del Grupo. Sigo siendo el único responsable por mi opinión de auditoría.

Comunico a los encargados del gobierno del Grupo, entre otros asuntos, el alcance planeado y la oportunidad para la auditoría, así como los hallazgos de auditoría significativos, incluyendo cualquier deficiencia significativa en el control interno que identifique durante mi auditoría.

También proporciono a los encargados del gobierno corporativo la confirmación de que he cumplido con los requerimientos éticos relevantes de independencia y que les he comunicado todas las relaciones y otros asuntos que razonablemente se pueda considerar que influyen en mi independencia y, cuando corresponda, las salvaguardas relacionadas.

A partir de los asuntos comunicados con los encargados del gobierno corporativo, determino los asuntos que fueron de la mayor importancia en la auditoría de los estados financieros consolidados del período actual y, por lo tanto, son los asuntos clave de auditoría. Describo estos asuntos en mi informe del revisor fiscal a menos que la ley o regulación impida la divulgación pública sobre el asunto o cuando, en circunstancias extremadamente excepcionales, determino que un asunto no debe ser comunicado en mi informe porque las consecuencias adversas de hacerlo serían razonablemente mayores que los beneficios al interés público de tal comunicación.

24 de febrero de 2021

Sandra Patricia Solano Ávila
Revisor Fiscal de Emgesa S.A. E.S.P.
T.P. 93087–T
Miembro de KPMG S.A.S.

© 2021 KPMG S.A.S. sociedad colombiana por acciones simplificada y firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG internacional Limited, ("KPMG Internacional"), una entidad inglesa privada limitada por garantia. Todos los derechos reservados. Impreso en Colombia.

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Estado de Situación Financiera Consolidado
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2019)

(En miles de pesos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
ACTIVO			
Activo Corriente:			
Efectivo y equivalentes al efectivo, neto	4	$ 821.190.708	$ 287.544.909
Otros activos financieros, neto	5	14.934.264	13.471.927
Otros activos no financieros, neto	6	43.377.785	24.118.654
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	227.849.855	239.035.049
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, neto	8	3.065.649	182.940.465
Inventarios, neto	9	102.199.837	82.219.623
Activos por impuestos de renta	15	–	10.006
Total activo corriente		**1.212.618.098**	**829.340.633**
Activo No Corriente:			
Otros activos financieros, neto	5	517.050	554.417
Otros activos no financieros, neto	6	28.668.245	32.564.696
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7	13.767.293	12.315.176
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	10	111.059.264	114.467.551
Propiedades, planta y equipo, neto	11	8.128.459.665	8.130.990.569
Activos por impuestos diferidos	18	955	-
Total activo no corriente		**8.282.472.472**	**8.290.892.409**
Total Activo		**$ 9.495.090.570**	**$ 9.120.233.042**
Pasivo y patrimonio			
Pasivo corriente:			
Pasivos financieros	12	906.950.399	329.192.028
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	13	315.037.310	320.183.181
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	265.504.246	227.557.833
Provisiones	14	99.567.986	102.533.817
Pasivos por impuestos corrientes	15	241.244.349	207.188.045
Provisiones por beneficios a los empleados	16	38.215.623	36.624.002
Otros pasivos no financieros	17	93.418.672	60.932.027
Total pasivo corriente		**1.959.938.585**	**1.284.210.933**
Pasivo no corriente:			
Pasivos financieros	12	1.858.512.467	2.688.684.643
Provisiones	14	212.052.096	147.259.379
Provisiones por beneficios a los empleados	16	90.438.803	88.556.371
Pasivo por impuestos diferidos	18	217.924.275	168.260.483
Total pasivo no corriente		**2.378.927.641**	**3.092.760.876**
Total pasivo		**$ 4.338.866.226**	**$ 4.376.971.809**

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Estado de Situación Financiera Consolidado
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2019)
(En miles de pesos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Patrimonio			
Capital emitido		$ 655.222.313	$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Reservas	19	551.693.678	560.353.525
Otro resultado integral (ORI)		(31.165.913)	(31.398.646)
Utilidad del período		*1.283.908.535*	*1.232.152.218*
Utilidades retenidas		*1.113.058.150*	*743.412.486*
Utilidad por efecto de conversión a NIIF		*1.470.220.530*	*1.470.220.530*
Ganancias acumuladas		3.867.187.215	3.445.785.234
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**5.156.193.109**	**4.743.218.242**
Participación no controladoras		**31.235**	**42.991**
Total Patrimonio		**5.156.224.344**	**4.743.261.233**
Total pasivo y patrimonio		**$ 9.495.090.570**	**$ 9.120.233.042**

Las notas son parte integral de los Estados Financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador Público certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.

Marco Fragale
Representante Legal

Alba Lucía Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562–T

Sandra Patricia Solano Ávila
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 93087-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 24 de febrero de 2021)

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Estado de Resultados, por Naturaleza, Consolidado
(Cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2019)
(En miles de pesos, excepto por la utilidad por acción)

	Nota	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2019
Ingresos de actividades ordinarias	20	$ 4.247.728.253	$ 4.069.676.348
Otros ingresos de operación	20	33.574.315	21.890.628
Total, ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de operación		**4.281.302.568**	**4.091.566.976**
Aprovisionamientos y servicios	21	(1.522.343.711)	(1.527.753.202)
Margen de contribución		**$ 2.758.958.857**	**$ 2.563.813.774**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		10.112.190	11.141.488
Gastos de personal 22		(115.459.351)	(105.074.712)
Otros gastos fijos de operación 23		(163.597.750)	(134.598.669)
Resultado bruto de operación		**2.490.013.946**	**2.335.281.881**
Depreciaciones y amortizaciones	24	(245.505.363)	(242.230.877)
Deterioro financieros y no financieros	24	(1.215.957)	(455.677)
Resultado de operación		**2.243.292.626**	**2.092.595.327**
Ingresos financieros		20.208.263	20.532.971
Gastos financieros		(289.597.757)	(299.371.597)
Gasto financiero capitalizado		8.112.313	13.566.737
Diferencia en cambio, neto		799.630	(428.513)
Resultado financiero, neto	**25**	**(260.477.551)**	**(265.700.402)**
Resultado por otras inversiones no controladas		11.772	3.961
Resultados en ventas de activos	26	(1.191.079)	(3.359.067)
Resultados antes de impuestos		**1.981.635.768**	**1.823.539.819**
Gasto por impuestos a las ganancias	27	(697.727.218)	(591.387.449)
Utilidad del ejercicio		**$ 1.283.908.550**	**$ 1.232.152.370**
Participaciones no controladoras		(15)	(152)
Utilidad del ejercicio		**$ 1.283.908.535**	**$ 1.232.152.218**
Utilidad por acción básica			
Utilidad por acción básica	28	8.563,25	8.223,20
Número de acciones ordinarias en circulación		**148.914.162**	**148.914.162**

Las notas son parte integral de los Estados Financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador Público certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.

Marco Fragale
Representante Legal

Alba Lucía Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562–T

Sandra Patricia Solano Ávila
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 93087–T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 24 de febrero de 2021)

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Estado del Resultado Integral Consolidado
(Cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2019)

(En miles de pesos)

	Nota	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Utilidad del ejercicio		**$ 1.283.908.550**	**$ 1.232.152.370**
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos:			
Pérdidas en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	5-29	(37.369)	(1.948.552)
Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	29	(1.712.482)	(8.131.850)
Ganancias por coberturas de flujos de efectivo	29	–	959
Otro resultado del ejercicio, antes de impuestos		**$ (1.749.851)**	**$ (10.079.443)**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos:			
Ganancias por coberturas de flujos de efectivo	29	(1.474.375)	1.066.579
Otro resultado que se reclasificará al resultado del ejercicio, antes de impuestos		**(1.474.375)**	**1.066.579**
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	29	457.577	1.886.585
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al impuesto del ejercicio		457.577	1.886.585
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	29	2.999.382	(421.966)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral del ejercicio		**2.999.382**	**(421.966)**
Total otro resultado integral		**232.733**	**(7.548.245)**
Resultado integral total	**29**	**$ 1.284.141.283**	**$ 1.224.604.125**

Las notas son parte integral de los Estados Financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador Público certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.

Marco Fragale
Representante Legal

Alba Lucía Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562–T

Sandra Patricia Solano Ávila
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 93087-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 24 de febrero de 2021)

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado
(Cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2019)
(En miles de pesos)

				Otras reservas				Otro resultado integral						
	Nota	Capital emitido	Prima de emisión	Reserva Legal	Reserva Estatutaria	Reserva Ocasional	Total Reservas	Ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de instrumentos financieros	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Total Otro Resultado Integral	Ganancias acumuladas	Total Patrimonio	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
Patrimonio inicial al 1 de enero de 2019		**$ 655.222.313**	**$ 113.255.816**	**$ 327.611.157**	**$ 178.127**	**$ 238.961.345**	**$ 566.750.629**	**$ (604.172)**	**$ (23.246.229)**	**$ (23.850.401)**	**$ 2.927.869.649**	**$ 4.239.248.006**	**$ 42.833**	**$ 4.239.290.839**
Cambios en el patrimonio														
Resultado integral														
Utilidad del periodo		–	–	–	–	–	–	–	–	–	1.232.152.218	1.232.152.218	152	1.232.152.370
Otro resultado integral	29	–	–	–	–	–	–	(1.302.980)	(6.245.265)	(7.548.245)	–	(7.548.245)	–	(7.548.245)
Resultado integral		–	–	–	–	–		(1.302.980)	(6.245.265)	(7.548.245)	1.232.152.218	1.224.603.973	152	1.224.604.125
Dividendos reconocidos como distribuciones a los propietarios	–	–	–	–	–	–		–	–	–	(720.633.737)	(720.633.737)		(720.633.737)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio		–	–	–	–	(6.397.104)	(6.397.104)	–	–	–	6.397.104	–	6	6
Total incremento (disminución) en el patrimonio		**–**	**–**	**–**	**–**	**(6.397.104)**	**(6.397.104)**	**(1.302.980)**	**(6.245.265)**	**(7.548.245)**	**517.915.585**	**503.970.236**	**158**	**503.970.394**
Patrimonio final al 31 de diciembre de 2019		**$ 655.222.313**	**$ 113.255.816**	**$ 327.611.157**	**$ 178.127**	**$ 232.564.241**	**$ 560.353.525**	**$ (1.907.152)**	**$ (29.491.494)**	**$ (31.398.646)**	**$ 3.445.785.234**	**$ 4.743.218.242**	**$ 42.991**	**$ 4.743.261.233**
Cambios en el patrimonio														
Resultado integral														
Utilidad del ejercicio		–	–	–	–	–	–	–	–	–	1.283.908.535	1.283.908.535	15	1.283.908.550
Otro resultado integral	29	–	–	–	–	–	–	1.487.638	(1.254.905)	232.733	–	232.733	–	232.733
Resultado integral		–	–	–	–	–	–	1.487.638	(1.254.905)	232.733	1.283.908.535	1.284.141.268	15	1.284.141.283
Dividendos reconocidos como distribuciones a los propietarios	–	–	–	–	–	–		–	–	–	(871.166.401)	(871.166.401)	–	(871.166.401)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	19	–	–	–	–	(8.659.847)	(8.659.847)	–	–	–	8.659.847	–	(11.771)	(11.771)
Total incremento (disminución) en el patrimonio		**–**	**–**	**–**	**–**	**(8.659.847)**	**$ (8.659.847)**	**1.487.638**	**(1.254.905)**	**232.733**	**421.401.981**	**412.974.867**	**(11.756)**	**412.963.111**
Patrimonio final al 31 de diciembre de 2020		**$ 655.222.313**	**$ 113.255.816**	**$ 327.611.157**	**$ 178.127**	**$ 223.904.394**	**$ 551.693.678**	**$ (419.514)**	**$ (30.746.399)**	**$ (31.165.913)**	**$ 3.867.187.215**	**$ 5.156.193.190**	**$ 31.235**	**$ 5.156.224.344**

Las notas son parte integral de los Estados Financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador Público certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.

Marco Fragale
Representante Legal

Alba Lucía Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562–T

Sandra Patricia Solano Ávila
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 93087-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 24 de febrero de 2021)

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Estado de Flujos de Efectivo Consolidado, Método Directo
(Cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2019)

(En miles de pesos)

	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2019
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	$ 4.496.819.295	$ 4.003.498.367
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	20.211.730	10.055.272
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	–	16.010.050
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(1.661.724.301)	(1.733.877.642)
Pagos y/o por cuenta de los empleados	(101.155.328)	(93.716.912)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(23.983.502)	(22.554.752)
Otros pagos por actividades de operación	(7.430.179)	(7.919.436)
Pagos por arrendamientos operativos (NIIF 16)	-	(5.446.733)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	**2.722.737.715**	**2.166.048.214**
Impuestos a las ganancias pagados	(635.951.777)	(484.765.676)
Otras salidas de efectivo	(49.202.915)	(40.587.895)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	**2.037.583.023**	**1.640.694.643**
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión:		
Otros pagos para adquirir certificados de depósito a término	-	(136.000.000)
Otros cobros por la venta de certificados de depósito a término	-	205.400.000
Préstamos a entidades relacionadas	(80.000.000)	(92.658.471)
Compras de propiedades, planta y equipo	(310.358.896)	(347.482.810)
Adquisición de bienes asociados a la concesión	(808.602)	(3.751.474)
Cobros a entidades relacionadas	172.658.471	81.000.000
Intereses recibidos	14.516.613	15.230.931
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	**(203.992.414)**	**(278.261.824)**
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación:		
Pagos de préstamos	(241.070.000)	(746.900.000)
Dividendos pagados accionistas	(834.102.573)	(696.571.125)
Intereses pagados financiación	(216.450.099)	(265.948.230)
Intereses pagados por arrendamientos operativos (NIIF16)	-	(872.893)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(700.896)	(2.208.287)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF 16)	(5.531.461)	(5.446.733)
Otras salidas de efectivo financiación	(2.089.781)	1.001.709
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	**(1.299.944.810)**	**(1.716.945.559)**
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**533.645.799**	**(354.512.740)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	287.544.909	642.057.649
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	**$ 821.190.708**	**$ 287.544.909**

Las notas son parte integral de los Estados Financieros consolidados.

Los suscritos Representante Legal y Contador Público certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros consolidados y que los mismos han sido tomados fielmente de los libros de contabilidad de las compañías que integran el Grupo.

Marco Fragale
Representante Legal

Alba Lucía Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562–T

Sandra Patricia Solano Ávila
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 93087-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 24 de febrero de 2021)

1. Información general 15
2. Bases de presentación 29
3. Políticas Contables 35
4. Efectivo y equivalente de efectivo, neto 55
5. Otros activos financieros, neto 57
6. Otros activos no financieros, neto 58
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto 59
8. Saldos y transacciones con partes relacionadas 62
9. Inventarios, neto 67
10. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto 68
11. Propiedades, planta y equipo, neto 70
12. Pasivos financieros 75
13. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar 81
14. Provisiones 82
15. Activos y pasivos por impuestos corrientes 90
16. Provisiones por beneficios a los empleados 94
17. Otros pasivos no financieros 98
18. Impuestos diferidos, neto 98
19. Patrimonio 101
20. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos 105
21. Aprovisionamientos y servicios 108
22. Gastos de personal 110
23. Otros gastos fijos de explotación 110
24. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro 111
25. Resultados financieros 111
26. Resultados en ventas de activos 113
27. Gasto por impuesto a las ganancias 113
28. Utilidad por acción 115
29. Resultado integral 115
30. Activos y pasivos en moneda extranjera 116
31. Sanciones 117
32. Otros seguros 119
33. Compromisos y contingencias 119
34. Mercado de derivados energéticos 126
35. Gestión de riesgos 126
36. Valor razonable 129
37. Categorías de activos financieros y pasivos financieros 131
38. Reclasificación en los Estados Financieros 131
39. Aprobación de Estados Financieros 132
40. Contrato de Concesión 132
41. Temas relevantes 135
42. Eventos subsecuentes 137

1. Información general

1.1 Ente económico

Emgesa S.A. E.S.P. 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. Conforme lo dispone la normativa aplicable sus actos y contratos se rigen por las reglas del derecho privado.

Emgesa S.A. E.S.P. 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) (Ver nota 19).

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

La última actualización sobre la situación de control y grupo empresarial se inscribe en el registro mercantil el 25 de agosto de 2020, bajo el No. 02609384 del libro IX, en el sentido de informar que ENEL SPA. (matriz) ejerce control indirecto sobre la sociedad CODENSA S.A. ESP y EMGESA S.A. ESP a través de la sociedad ENEL AMÉRICAS S.A.; a su vez ENEL SPA. (matriz) ejerce control indirecto de la SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA SA. A través de la sociedad EMGESA S.A. ESP, la cual es controlada indirectamente a través de la sociedad ENEL AMÉRICAS S.A.; igualmente ENEL SPA. (matriz) ejerce control indirecto de la sociedad INVERSORA CODENSA S.A.S. a través de la sociedad CODENSA S.A. ESP, la cual es controlada indirectamente a través de la sociedad ENEL AMÉRICAS S.A.; así mismo ENEL SPA. (matriz) ejerce control indirecto de la sociedad ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. ESP a través de la sociedad ENEL GREEN POWER S.P.A., la cual es controlada directamente por ENEL SPA.; de igual forma ENEL SPA. (matriz) ejerce control indirecto sobre de la FUNDACIÓN ENEL a través de las sociedades CODENSA S.A. ESP y EMGESA S.A. ESP, las cuales a su vez son controladas indirectamente a través de la sociedad ENEL AMÉRICAS S.A.; igualmente ENEL SPA.(matriz) ejerce control indirecto de la sociedad ENEL X COLOMBIA S.A.S. a través de la sociedad CODENSA S.A. ESP, la cual es a su vez controlada indirectamente a través de la sociedad ENEL AMÉRICAS S.A.; y de la misma forma ENEL SPA.(matriz) ejerce control indirecto de la sociedad EGP FOTOVOLTAICA LA LOMA S.A.S. a través de la sociedad ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. ESP, la cual es a su vez controlada directamente por ENEL GREEN POWER S.P.A. quien a su vez es controlada directamente por ENEL SPA. Se hace la claridad que, por movimientos internos dentro del grupo empresarial, la situación de control y grupo empresarial será modificada durante el año 2021.

Objeto Social – EMGESA S.A. E.S.P. 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 Emgesa: El 25 de marzo de 2020 en la sesión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas se aprobó la apertura de nuevas líneas de negocio y como consecuencia de lo anterior, la ampliación del objeto social de Emgesa en el sentido de incluir dentro del mismo la actividad de vender cualquier producto o subproducto derivado de la operación de plantas de generación diferente de energía eléctrica; así como, cualquier otro producto que tenga como componente alguno de los anteriores.

El día 23 de septiembre de 2020 se realizó la primera convocatoria a la Asamblea de tenedores de bonos a celebrarse el día 7 de octubre de 2020; sin embargo la sesión no alcanzó el quorum suficiente para deliberar y decidir sobre el cambio del objeto social de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2555 de 2010; en virtud de lo anterior se realizó una segunda convocatoria el día 9 de octubre de 2020 para celebrar la reunión el día 26 del mismo mes, reunión en la cual la Asamblea de Tenedores de bonos, por unanimidad de las emisiones representadas en la reunión y alcanzando el quorum establecido en el Decreto 2555 de 2010, aprobó la modificación del objeto social de Emgesa; así las cosas el inicio de los trámites para la protocolización y posterior registro de esta modificación a los Estatutos Sociales respecto al objeto social de Emgesa, está condicionada a la entrega del acta de esta sesión por parte del Representante de los tenedores de bonos, Itaú Asset Management Colombia S.A. (antes Helm Fiduciaria S.A.).

Emgesa 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
Betania	Hidráulica	540,0 MW
El Quimbo	Hidráulica	400,0 MW
Guaca	Hidráulica	324,0 MW
Paraíso	Hidráulica	276,0 MW
Dario 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
Menor Guavio	Hidráulica	9,9 MW
Termozipa	Térmica	225,0 MW
Cartagena	Térmica	184,0 MW

Comercialización de Gas

Las ventas realizadas hasta el mes de diciembre de 2020 fueron de 86,4 Mm3 lo que significó un aporte del 0.021% al margen variable del Grupo, el 1 de diciembre de 2020 se dio inicio al nuevo año gas con la entrada de un nuevo cliente industrial en la zona cafetera y la renovación de 3 clientes industriales en Bogotá.

Para el 2020 Emgesa sigue siendo un actor relevante en el mercado de comercialización de gas natural en Colombia, manteniéndose activo en los procesos de venta del mercado secundario a través de negociaciones de suministro y transporte intradiarias.

Entidad Filial–Sociedad Portuaria Central Cartagena SPCC S.A., (en adelante "SPCC"), es una sociedad anónima comercial, constituida el 18 de septiembre de 2009, mediante escritura pública No. 2643 de la Notaría 11 de Bogotá e inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá el 18 de noviembre de 2009. Su duración legal se extiende hasta el 18 de septiembre de 2059.

Objeto Social–SPCC tiene por objeto principal la inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos y privados, la administración de puertos, la prestación de servicios de cargue y descargue, de almacenamiento en puertos y demás servicios directamente relacionados con la actividad portuaria, desarrollo y explotación de muelles y puertos multipropósito, conforme a la ley. Además, prestar servicios portuarios, ya sea como operador portuario y permitir la prestación de servicios por parte de otros operadores portuarios; en desarrollo de su objeto social principal podrá asociarse con otras sociedades portuarias o titulares de autorizaciones especiales a las que se refiere el Artículo 4 de la Ley 01 de 1991, en forma transitoria o permanente, con el propósito de facilitar la utilización de las zonas marinas de uso común adyacentes al puerto mediante la realización de obras tales como: dragado, relleno y obras de ingeniería oceánica, entre otros, prestar los servicios de beneficio común que resulten necesarios, así como realizar otras actividades complementarias.

El primero de octubre de 2018 se realizó un aumento en el capital en atención a la capitalización aprobada en sesión No.14 de la Asamblea de Accionistas llevada a cabo el 1 de octubre de 2018. La Asamblea aprobó:

1. Aumentar el capital autorizado, suscrito y pagado de la Sociedad el cual asciende a la suma de $89.715 y

2. En virtud de la capitalización, aumentar el número de acciones que pasa de 58.000 a 897.146 acciones.

El 30 de julio de 2010, la Sociedad firmó el contrato de concesión No. 006 de 2010, con el Instituto Nacional de Concesiones – INCO hoy Agencia Nacional de Infraestructura – ANI, modificado mediante otrosí No.001 suscrito el 22 de diciembre de 2014. Los aspectos más relevantes del mismo se describen a continuación:

Contrato de Concesión (ver nota 40)

Objeto – Derecho a la ocupación y utilización en forma temporal y exclusiva de las playas, los terrenos de bajamar, zonas accesorias y la infraestructura portuaria construida, la cual está localizada en el sector de Mamonal, Distrito de Cartagena, Departamento de Bolívar.

Valor del Contrato – El valor del contrato de concesión portuaria es por US$371.524, correspondiente al valor presente de las contraprestaciones por concepto de zona de uso y goce temporal exclusivo de las playas, terrenos de bajamar y zonas de accesorias de uso público y contraprestaciones por infraestructura.

Forma de Pago – Inicialmente la forma de pago estaba pactada en 20 anualidades anticipadas, sin embargo, en agosto de 2011, la Sociedad decidió cancelar la deuda al Instituto Nacional de Vías y Tesorería de Cartagena, con un préstamo otorgado por Emgesa de $569.144 a un plazo de 7 años y modalidad de pago 100% de capital más intereses al vencimiento.

Plan de Inversiones – En el contrato se establece un plan de inversiones que desarrollará la Sociedad en la zona de uso público equivalente a US$327.009, e igualmente se autoriza la ejecución de inversiones por cuenta y riesgo del concesionario por USD 1.673.646 a fin de construir infraestructura portuaria bajo los estándares requeridos de operación y seguridad en el plazo establecido en el cronograma de actividades registrado en el otrosí No.001 del 22 de diciembre de 2014, sujeto a la aprobación oportuna de la autoridad ambiental competente. En el plan de inversiones contractual se indican las actividades a desarrollar, monto de la inversión, duración y programación para la construcción, pruebas y puesta en marcha. En el evento que el concesionario solicite modificación del plan de inversiones aprobado, deberá garantizar como mínimo que el valor presente de las inversiones sea igual a US $181.975.

Plazo de la Concesión: El plazo de la concesión otorgado es por el término de 20 años contados a partir de la fecha del perfeccionamiento del contrato 006 de 2010 de concesión portuaria. En ningún caso habrá lugar a prórroga automática, la misma podrá darse siempre y cuando esté autorizada en la ley o se trámite ante el órgano competente con sujeción al procedimiento que para tal efecto disponga la normatividad vigente.

Obligaciones de la Sociedad – La Sociedad se obliga a cumplir con todas las obligaciones legales y contractuales necesarias para el desarrollo de este contrato en especial:

> Pagar la contraprestación de concesión y la tasa de vigilancia establecidas en el contrato, de acuerdo con las disposiciones legales vigentes y los plazos correspondientes.

> Desarrollar actividades portuarias de conformidad con las disposiciones legales vigentes.

> Esta infraestructura se encuentra en regular estado de conservación, pero el concesionario se obliga a recuperarla durante los cuatro años iniciales de la concesión. Una vez esté construida la infraestructura definitiva el concesionario entregará gratuitamente a la Nación, en buen estado de conservación y operación la barcaza.

> El concesionario se compromete durante el primer año a operar inicialmente con la infraestructura portuaria existente y con el muelle flotante. Al inicio del mes 25 de concesión empezará la construcción de un muelle fijo.

> No desarrollar competencia desleal.

> No ceder ni total ni parcialmente el contrato de concesión sin previa autorización.

> Cumplir con la normatividad de la Superintendencia de Puertos y Transporte.

> Conservar el medio ambiente.

> Informar al Instituto Nacional de Concesiones– INCO hoy agencia nacional de infraestructura – ANI y a la Superintendencia de Puertos y Transporte el volumen de carga movilizada, para ello debe presentar un informe mensual que contenga las toneladas movilizadas por tipo de carga.

> Informar a la Corporación Autónoma Regional del Canal del Dique – CARDIQUE, el volumen de carga movilizada para ello debe presentar un informe semestral que contenga las toneladas movilizadas por tipo de carga, tipo de embarcación, origen y destino final.

En cumplimiento con el contrato vigente de concesión portuaria con la Agencia Nacional de Infraestructura y en cumplimiento a la obligación de la ejecución del plan de inversiones portuarias, la SPCC coordinó actividades de licitación para seleccionar y contratar los operadores de Dirección, Ingeniería, Interventoría y Constructor del proyecto de construcción del muelle fijo el cual se ejecutó en el 2019.

Contexto histórico y estado actual del muelle

En virtud del contrato de concesión portuaria suscrito con la ANI por el término de 20 años, la Sociedad operará las instalaciones portuarias construidas y localizadas en el sector de Mamonal, Distrito de Cartagena, para lograr acceso por vía marítima-fluvial y poder recibir los combustibles líquidos necesarios para asegurar la operación de la Central Térmica de Cartagena. Para ello se adquirió el compromiso contractual de construir un muelle fijo a través de un plan de inversión inicial de USD 261.575.

Con el fin de obtener mejores condiciones de seguridad y eficiencia en las operaciones portuarias, en junio del 2012 se solicitó a la ANI autorización para modificar el diseño del muelle fijo para construirlo en forma de lineal y ampliar el plazo para la conclusión de las obras de construcción del muelle con el nuevo diseño.

Se realizaron las siguientes actividades para el proceso del otrosí No.1:

> Obtención del concepto de viabilidad jurídica, técnica y financiera el cual fue positivo por parte de la ANI respecto a la viabilidad en la suscripción del otrosí al contrato de concesión portuaria.

> En mesa de trabajo con la ANI y la Sociedad se realizó reconstrucción del modelo financiero que sirvió como base para calcular la contraprestación que la Sociedad debía pagar a favor de la Nación en razón al contrato de concesión, lo cual implicaba un riesgo por un posible aumento del valor de la contraprestación portuaria ya pagada por la Sociedad.

- Se aclaró en el Contrato de Concesión Portuaria el aumento progresivo anual de la capacidad de manejo de carga autorizada a la Sociedad, sin que ello implicara un cambio al contrato.
- Luego de llevar a cabo diversas reuniones con la firma de interventoría UG21 Consultores de Ingeniería S.L contratada por la ANI, se logró obtener concepto favorable respecto a las modificaciones solicitadas por la Sociedad y el aumento progresivo en la capacidad instalada anual.
- Luego de diversas reuniones con el equipo jurídico de la ANI, se logró establecer en el cronograma de construcción un término de 12 meses para realizar actuaciones ante la autoridad ambiental, aclaración en el otrosí de que el concesionario no incurrirá en incumplimiento si el trámite de licencia ambiental supera dicho término por demoras, causas o razones atribuibles a la autoridad ambiental.
- Transcurrieron 2.5 años a partir de la solicitud, donde se obtuvo concepto final Técnico, Jurídico, Financiero por parte de la ANI autorizando la suscripción del otrosí al contrato de concesión portuaria.

El 22 de diciembre de 2014 se suscribió el otrosí No. 1 al Contrato de Concesión Portuaria No.006 entre la ANI y La Sociedad, por medio del cual se autorizó la modificación del diseño del muelle fijo, el nuevo plan de inversiones de alrededor de USD 2 millones que en detalle registra un valor de inversión obligatoria de USD 327.009 y un valor de cuenta y riesgo por USD 1.673.646. Así mismo se aclaró lo referente a la capacidad instalada sin que ello implicara un cambio esencial al contrato.

El 11 de marzo de 2016, La Sociedad fue notificada de Resolución Cardique 1911 del 14 de diciembre de 2015, por medio de la cual esta entidad aprobó el inicio de obras de construcción del muelle fijo acordado en contrato de concesión.

El 1 de noviembre de 2016, La Sociedad radicó en la ANI solicitud de traslado del plan de inversiones contractual para un inicio de obras de construcción en agosto de 2019 y finalización de las mismas en enero de 2020.

El 5 de enero de 2018, la Sociedad recibió respuesta por parte de la ANI, en la cual manifiesta la no aceptación a la solicitud de reprogramación del plan de inversiones; la Sociedad siguió realizando las gestiones necesarias y trámites internos pertinentes para continuar con la ejecución de las obras de construcción y el plan de inversiones del contrato de concesión portuaria las cuales se iniciaron en el 2018.

En línea con lo anterior y debido a que se ejecutará el plan de inversiones previsto en el contrato de concesión los posibles cambios regulatorios previstos en la Resolución CREG 109 de 2016, no afectó el desarrollo de la concesión portuaria.

El 13 de agosto de 2018, La Sociedad fue notificada para acudir a la citación por parte de la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI) para debatir posibles incumplimientos contractuales relacionados con el contrato de Concesión 006 de 2010 y su otrosí No. 1 de 2014.

El 23 de agosto de 2018 se realizó en la ANI Audiencia para elevar cargos a La Sociedad por incumplimiento de sus obligaciones contractuales emanadas del contrato de concesión 006 de 2010 y su otrosí No. 1 de 2014.

El 4 de septiembre de 2018 se reanudó la Audiencia. La Sociedad descorrió el traslado de los cargos formulados, allegó pruebas documentales y solicitó el decreto y recepción de un testimonio.

El 18 de septiembre de 2018 se reanudó la Audiencia, la ANI incorporó al proceso las pruebas documentales allegadas por La Sociedad y decretó la recepción del testimonio del Dr. Alberto Duque Ramirez secretario de la Junta Directiva de La Sociedad.

El 4 de octubre de 2018 se reanudó la Audiencia, se recepcionó el testimonio del Dr. Alberto Duque Ramirez, Secretario de la Junta Directiva de La Sociedad y requirió a la SUPERVISIÓN del proyecto para que rindiera un informe actualizado.

El 16 de octubre de 2018, se formalizó con la firma especializada en obras civiles marítimas y portuarias Alvarado & Düring, el contrato No.SPCC-01-16102018 el cual establece la ejecución de obras de construcción de un muelle fijo en remplazo del actual muelle flotante, el cual se estima finalizar en mediados de agosto de 2019 esta obligación contractual.

El 2 de noviembre de 2018 La Sociedad descorrió en términos el informe presentado por la supervisión del proyecto.

El 29 de noviembre de 2018 se suscribió el contrato de servicios No.SPCC-02-26112018 para la inspección técnica y control de calidad de la ejecución e ingeniería de obra del contrato muelle fijo para la descarga de combustible en la central de generación eléctrica de Cartagena entre La Sociedad y Summum Projects S.A.S.

El 5 de diciembre de 2018 La Sociedad dio a conocer a la ANI los hechos sobrevinientes que se han presentado sobre la construcción del muelle allegando los siguientes documentos al proceso:

> Copia del contrato de servicios No. SPCC-01-16102018
> Copia de las especificaciones técnicas SPCCV03
> Copia del acta de Inicio
> Copia Anexo I Hitos de pago
> Copia Anexo II Cronograma
> Copia Anexo III Precios Unitarios
> Entre otros

La Agencia Nacional de Infraestructura mediante resolución No.397 del 12 de marzo de 2019 se aprobó el Reglamento de Condiciones Técnicas de Operación Portuaria de la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., en virtud del contrato de Concesión No. 006 del 30 de Julio de 2010, en cumplimiento de la Resolución ANI No.850 del 6 de abril de 2017 en la cual se establece el contenido del Reglamento de condiciones Técnicas de Operación de los puertos Marítimos.

El 3 de mayo de 2019 la superintendencia delegada de puertos presentó a la Sociedad Portuaria Central Cartagena, constancia de paz y salvo de la información financiera–IFCG1 – correspondiente al año 2018. información entregada, así: revelaciones complementarias, información general estados financieros, declaración cumplimiento IFC, estado situación financiera, estado de resultados, estado de resultados integral, flujo de efectivo directo, flujo de efectivo indirecto, cambios en el patrimonio, notas a los estados financieros, políticas contables.

El 15 de julio de 2019, la ANI expidió un Auto en el proceso administrativo sancionatorio que adelanta contra la SPCC resolviendo incorporar al expediente y darle el valor probatorio que la Ley le otorgue al CONCEPTO TÉCNICO Y FINANCIERO expedido por la Supervisión del Contrato de Concesión Portuaria No. 006 de 2010, contenido en memorando ANI radicado con el No. 2019-303-009629-3, por parte del Gerente de Proyectos Portuarios junto con el Gerente del Grupo Interno de Trabajo Financiero.

El informe citado indica, "que, a la fecha de la visita a las instalaciones, se puede apreciar que el avance físico de la Obra es aproximadamente del 60% debido a que los prefabricados para la instalación de las placas para el muelle ya se encuentran disponibles, y, por otro lado, que el hincado de los pilotos está en un 90%, las demás actividades están en ejecución y se ejecutaran según cronograma para septiembre del presente año"

Por lo antes expuesto, el gerente de proyectos portuarios VGC y el gerente financiero VGC informan que a la fecha la multa correspondiente a la no ejecución del plan de inversiones sería de USD8.800.

Con este informe, se presenta una disminución importarte sobre la posible sanción de USD14.606,90 a USD8.800; la ANI corrió traslado de la decisión impartida en el Auto por el termino de tres (3) días.

El 09 de agosto de 2019, en audiencia, la Dra. Claudia Juliana Ferro funcionaria de la ANI dio lectura a la parte resolutiva de la Resolución 1186 de 2019 "por medio de la cual se declara el incumplimiento de las obligaciones contractuales asumidas por las Sociedad Central Puerto Cartagena S.A. dentro del contrato de concesión portuaria No. 006 e impone la multa de US 8.800 dólares"

El 21 de agosto de 2019 la ANI reanudó la audiencia y, dentro del término otorgado, el abogado Jairo Rivera sustentó los motivos de inconformidad (fundamentos fácticos y de derecho) que adolece el acto administrativo Resolución 1186 de 2019, cerrada esta etapa procesal, la ANI de manera oficiosa solicitó a la Supervisión Técnica del Contrato de Concesión presentar un informe sobre el estado actual "avance de obra", en un término de diez (10) días hábiles.

El proceso administrativo sancionatorio no ha fenecido y, en su efecto, el acto administrativo no se encuentra en firme. A la fecha no se ha desatado el recurso de reposición.

En relación con la trazabilidad de avance en la construcción del muelle fijo, las obras civiles de construcción de la plataforma y la piña de amarre del nuevo muelle fijo de Cartagena fueron culminados el 28 de noviembre de 2019. Algunos pendientes de tipo menor, para la instalación definitiva del muelle, fueron desarrollados en la primera quincena de diciembre, a fin de poder disponer del nuevo muelle fijo de forma segura.

Mediante la Resolución No. 20207070006105 del 28 de mayo de 2020, la Agencia Nacional de Infraestructura–ANI, se revoca la Resolución 1186 del 9 de agosto de 2019, y se declara terminación del proceso administrativo sancionatorio iniciado en contra de la SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA S.A., con ocasión del presunto incumplimiento de la obligación contractual establecida en la Cláusula Decima Quinta, numeral 15.33 del Contrato de Concesión No. 006 de 2010 y Sexta del Otrosí No.1 del 22 de diciembre de 2014 a la ejecución del plan de inversiones con la construcción del muelle fijo.

Se iniciaron actividades en el mes de junio de 2020, con relación a la reversión anticipada de la barcaza, con los siguientes procesos:

Realización en la primera semana de agosto 2020, el avalúo técnico por el Ingeniero naval, con alcance al estado de infraestructura, el valor comercial del casco y concepto ambiental respecto de la infraestructura.

Solicitud a la Intendencia Fluvial de Barranquilla donde está registrada la Patente de Navegación mayor de la Barcaza "JUPITER I" sobre el Paz y Salvo sobre todo concepto y certificado de liberta y tradición de la Barcaza, se estima que emitan repuesta la tercera semana del mes de agosto de 2020.

SPCC solicitará mediante documento formal a Cardique, la paz y salvo con el cumplimiento de obligaciones ambientales y la vigencia del permiso, así mismo informará el trámite de reversión de la barcaza, y por parte de la ANI se estima que confirmará a la SPCC (en las 2 siguientes semanas) si conforme los documentos señalados como avalúa comercial y paz y salvo ambiental, la SPCC da cumplimiento al numeral sobre el Paz y Salvo Ambiental, o en su defecto, cuáles serán los pasos a seguir para obtener este documento.

1.2 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 cuenta actualmente con dos esquemas: i) las subastas de expansión de Energía Firme, dentro del esquema de "Cargo por Confiabilidad" y ii) las subastas de contratos de largo plazo definidas por el Ministerio de Minas y Energía. 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. 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 024 de 2015, que regula la actividad de autogeneración a gran escala. Adicionalmente, la CREG expidió las resoluciones 11 y 212 de 2015, que promueven mecanismos de respuesta de la demanda. 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.

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.

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).

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.

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. 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.

En mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 "Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad". Se destacan entre otros los siguientes temas del articulado definitivo: i. Beneficio Tributario: quienes realicen inversiones en FNCER, tendrán derecho a deducir de su renta en un periodo no mayor de 15 años, el 50% del total de la inversión realizada. ii. Matriz energética -Compra Energía FERNC en contratos de largo plazo: los agentes comercializadores estarán obligados a comprar energía eléctrica proveniente de FNCER (entre el 8% y 10% de sus compras). En cualquier caso, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que delegue, reglamentará el alcance de la obligación.

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 concordancia con lo anterior, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publica en marzo de 2020, el documento Guías de comportamiento – Acceso a redes de transporte de energía eléctrica. Esta cartilla ofrece herramientas para que los agentes evalúen si sus comportamientos están conformes con la regulación. No se constituye como un acto administrativo. No pospone la entrada en vigencia de las obligaciones de la Resolución CREG 080 de 2019, ni limita o afecta en manera alguna el ejercicio de las funciones de inspección, vigilancia y control por parte de Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

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.

De igual forma 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.

Durante el segundo trimestre del año 2020, diferentes entidades como el Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, han adoptado medidas temporales y expedido normas transitorias en el marco del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica; dictando así diferentes disposiciones en materia de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, respecto de la afectación del COVID-19 principalmente y en relación con la afectación al usuario final.

En marzo de 2020, la Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó la Resolución CREG 033 de 2020, mediante la cual se define la flexibilización temporal de los términos de ajuste de garantías y del plazo para adelantar auditorías del Cargo por Confiabilidad; motivado esto por la expansión del brote de pandemia denominado Covid-19 a nivel global, el cual ha tenido efectos económicos en los mercados de productos financieros, llevando a que, a nivel nacional, se hayan observado cambios inusuales en la tasa de cambio de pesos a dólares. Adicionalmente, motiva y considera la CREG que, para la actualización de las garantías y la realización de las auditorías, los agentes y auditores deben adelantar gestiones ante otros entes, gestiones que se dificultan en la situación actual de aislamiento preventivo.

Por otra parte, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, publicó en abril de 2020 la Resolución CREG 061, mediante la cual se establecen reglas para diferir las obligaciones de pago de los Comercializadores y se dictan otras disposiciones transitorias. La Comisión ha considerado que teniendo en cuenta las dificultades de recaudo que se están presentando en las actuales circunstancias, asociadas a la reducción en el ingreso de los usuarios, considera necesario ajustar transitoriamente las condiciones de pago de los comercializadores de las obligaciones facturadas por el ASIC y el LAC por transacciones del mercado y cargos por uso de redes. Esto para facilitar a los comercializadores que atienden usuarios finales, el cumplimiento de sus obligaciones, de tal forma que se proteja la estabilidad del esquema de prestación del servicio y se pueda garantizar la continuidad del suministro.

En el mes de mayo se publica la Resolución CREG 099 de 2020, por la cual convoca a una Subasta de Reconfiguración de Compra de OEF para los períodos 2020-2021 y 2021-2022, y se modifican otras disposiciones. Esta norma se motiva en un eventual déficit de OEF para los años en mención, teniendo en cuenta la proyección de demanda de la UPME de octubre 2019 y que una de las plantas que recibió asignación de obligaciones en la subasta de reconfiguración de compra que se realizó el año pasado (Resolución 117 de 2019) no presentó garantías ni contrato de combustible.

El 19 de junio de 2020, la Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó de manera definitiva la Resolución 125, por la cual se derogan las normas del Capítulo II, Inicio y Finalización del Período de Riesgo de Desabastecimiento, de la Resolución CREG 026 de 2014 y se adopta una norma transitoria. La Comisión considera pertinente y relevante revisar y ajustar los indicadores y reglas contenidas en los artículos 2 a 6 de la Resolución CREG 026 de 2014, a fin de evitar que se produzca o no la activación del mecanismo de embalsamiento a partir de la definición de una condición del sistema con base en niveles de alerta de índices sobre los cuales se tienen dudas sobre su asertividad.

Terminando el primer semestre del año 2020, se expide la Resolución CREG 127, por la cual se define un procedimiento para verificación anual de la ENFICC de plantas de generación con Obligaciones de Energía Firme–OEF. Esta resolución se origina en la necesidad de contar con información actualizada de la Energía Firme, dado que en los balances anuales se podría estar contabilizando energía con la que no cuenta el sistema.

Mediante la Resolución CREG 136 del 09 de julio de 2020, la Comisión adiciona un parágrafo al Artículo 42 de la Resolución CREG 060 de 2019, donde se estipula que las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN (Sistema de Transmisión Nacional) y STR (Sistema de Transmisión Regional), que estén en operación comercial y no cumplan los requisitos técnicos dentro del término establecido, deberán presentar a la CREG un plan de adecuación de sus instalaciones para dar cumplimiento a lo exigido en este Artículo, o en su defecto, declarar la fecha de desconexión del STN o STR. El plan que contemple la adecuación de las instalaciones o la declaración de fecha de desconexión no podrá exceder 36 meses contados a partir de su fecha de entrega.

En el mes de agosto de 2020, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios expidió la Resolución 20201000033335, por la cual se establece la tarifa de la contribución especial a la cual se encuentran sujetos los prestadores de servicios públicos domiciliarios para el año 2020, y se dictan otras disposiciones aplicables a esta contribución y a la contribución adicional prevista en el artículo 314 de la Ley 1955 de 2019 para el fortalecimiento del Fondo Empresarial. La SSPD fija la tarifa de la contribución en 0.2186% de acuerdo con lo establecido en el artículo 85 de la Ley 142 de 1994 modificado por el artículo 18 de la Ley 1955 de 2019 y la tarifa de la contribución adicional para el fortalecimiento del Fondo Empresarial es del 1% de acuerdo con lo establecido en el artículo 314 de la Ley 1955 de 2019.

XM informó los resultados de las subastas de reconfiguración de compra efectuadas el 10 de septiembre de 2020, convocadas por la CREG a través de la Resolución 099 de 2020. Se realizaron 2 subastas de reconfiguración de compra para las vigencias 2020-2021 y 2021-2022. La energía firme asignada fue de 3,113,391 kWh-día para la primera vigencia y 852,288 kWh-día para la segunda. El precio de asignación para la vigencia 2020-2021 fue de 16.6 USD/MWh. Para la vigencia 2021-2022 fue de 15.1 USD/MWh. Se contó con una participación total de 6 recursos de generación, a los cuales se les asignó la totalidad de la energía ofertada.

En el mes de octubre de 2020, el Ministerio de Minas y Energía mediante la expedición de la Resolución 40311, define los lineamientos de política pública para que la CREG establezca la regulación para la asignación de puntos de conexión. Aplica para los proyectos de generación y autogeneración, así como los propietarios de los activos del STN, STR y SDL. Esta norma permite la cesión de derechos de conexión, permite el cambio de tecnología de los proyectos y permite la conexión de capacidad menor de generación por atrasos en obras de transporte.

La Comisión publica en octubre la Resolución 193 de 2020, por la cual se modifica la Resolución CREG 022 de 2001, relacionada con la expansión del STN. La norma hace referencia a las modificaciones sobre ampliaciones de las instalaciones del STN y aspectos relacionados con las garantías que deben poner los usuarios. Permite ampliación de obras de transmisión en construcción, Exige garantías al OR (Operador de Red) para la puesta en operación de la conexión y permite el cambio de configuración de SE (Sub Estación) en construcción sin convocatoria, entre otros aspectos.

En el mes de noviembre se publica la Resolución CREG 209 de 2020, por la cual se adoptan nuevas reglas de inicio y finalización del período de riesgo de desabastecimiento del capítulo II del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, Resolución CREG 026 de 2014, y se adoptan otras disposiciones. Mediante esta norma se revisan y ajustan los indicadores y reglas contenidas en los artículos 2 a 6 de la Resolución CREG 026 de 2014, así como se realizan ajustes a las reglas aplicables al procedimiento para la definición de la energía a embalsar y del pago de la misma.

En ese mismo mes la Comisión publica la Resolución 194, a través de la cual define una opción del Cargo por Confiabilidad para plantas en construcción con OEF (Obligaciones de Energía Firme), que temporalmente y al IPVO (Inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación) tendrán una capacidad instalada menor a la CEN (Capacidad Efectiva Neta) declarada, pero que el nivel de avance de sus obras permite operar y cumplir con la OEF asignada. Aspectos a tener en cuenta: capacidad instalada disponible para operación comercial en la fecha de inicio de la OEF, ENFICC (Energía Firme del Cargo por Confiabilidad) debe ser suficiente para cubrir OEF y el avance en la construcción le deberá permitir alcanzar la CEN en máximo dos años a partir de la IPVO.

Así mismo se publica en noviembre de 2020 la Resolución CREG 207, la cual define un esquema de auditoría sobre los costos de suministro y transporte de combustible declarados por los agentes generadores. Aspectos destacados: auditoría semestral, se auditan plantas que representan hasta el 96% de la generación de seguridad, de resto aleatoriamente un 15%, las Auditorías 2020 serán en marzo 2021, el Auditor será seleccionado por XM según lista que conformará el CAC (Comité Asesor de Comercialización), los costos de auditoría asumidos por la demanda se incluirán en las restricciones y se especifican las funciones y plazos del auditor.

En materia ambiental, el Decreto 1076 del 26 de mayo de 2015, es una compilación de las normas expedidas por el Gobierno Nacional, el cual alberga todos los decretos reglamentarios vigentes expedidos hasta la fecha que desarrollan las leyes en materia ambiental y cuyo propósito es evitar la dispersión normativa. El contenido se divide en tres grandes grupos: 1. Estructura del sector ambiental, 2. Régimen reglamentario del sector ambiente y 3. Disposiciones finales. El segundo grupo contiene los diferentes temas regulatorios tales como biodiversidad, gestión ambiental, aguas no marítimas, aguas marítimas, aire, residuos, gestión institucional, instrumentos financieros, económicos y tributarios y régimen sancionatorio.

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.

Con base en lo establecido en el Artículo 174 de la Ley 1955 de 2019 (Plan nacional de desarrollo) y el Artículo 130 del Decreto 2106 del 22 de noviembre de 2019, los interesados en acceder a los incentivos tributarios establecidos en la Ley 1715 de 2014, asociados a IVA y deducción especial de renta y complementarios, para inversiones en proyectos de Fuentes no Convencionales de Energía Renovable -FNCER, y Gestión Eficiente de la Energía -GEE; ya no requieren obtener la certificación ambiental expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, debido a que solo se requiere la certificación que expide la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME para acceder a los incentivos mencionados.

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 IVA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014.

Finalmente, mediante Resolución 0629 del 31 de julio de 2020, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible extendió el régimen de transición para la implementación de la metodología para la elaboración y presentación de estudios ambientales contemplada en la Resolución 1402 de 2018. Dicho régimen de transición establecía que los estudios ambientales elaborados con base en la metodología establecida en la Resolución 1503 de 2010 debían ser presentados, a más tardar, el 2 de agosto de 2020. Con el nuevo régimen de transición introducido en la Resolución 0629 de 2020, los estudios ambientales elaborados -o en proceso de elaboración- de acuerdo con la metodología adoptada mediante Resolución 1503 de 2010 y que debían ser presentados el 2 de agosto de 2020, no se regirán por la metodología de la Resolución 1402 de 2018, siempre y cuando dichos estudios se radiquen dentro de los 9 meses siguientes a la fecha en que se levante la emergencia sanitaria en el país (COVID), término que será improrrogable.

Así mismo, la Resolución 629 estableció dos aspectos relevantes, a saber:

- Que los estudios ambientales iniciados bajo la metodología del año 2010 que sean objeto de consulta previa y la misma no se haya podido realizar dentro del término de los 9 meses previsto en la prórroga, pueden ser entregados ante la autoridad ambiental competente con posterioridad al vencimiento de dicho plazo, siempre y cuando se informe oportunamente a la autoridad.
- Que, a partir del 2 de agosto de 2020, los estudios ambientales que no se encuentren amparados bajo el régimen de transición, deberán ser elaborados conforme a la metodología establecida en la Resolución 1402 de 2018.

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

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

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

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

Por otra parte, y de acuerdo 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.

El 1 de abril de 2020 la CREG expide la Resolución 042 de 2020; mediante la cual define medidas transitorias en relación con la modificación por mutuo acuerdo de precios y cantidades de los contratos vigentes de suministro y transporte de gas suscritos en el mercado primario y secundario, conforme a lo establecido en la Resolución CREG 114 de 2017 y el acuerdo y ajuste del período de facturación y modificación de las fechas de pago, conforme a lo establecido en la Resolución CREG 123 de 2013. Lo anterior corresponde dada la orden de aislamiento preventivo obligatorio expedida por el Gobierno Nacional en desarrollo del Estado de Emergencia Económica decretado mediante el Decreto 417 de 2020 y se adoptan las medidas con el fin de mitigar los efectos en el sector de gas combustible de las problemáticas identificadas, tales como: (i) la reducción de la demanda; (ii) la desaceleración de la actividad económica y (iii) el aumento de la Tasa Representativa del Mercado cambiario -TRM, la cual tiene un efecto importante sobre los precios del gas natural y su transporte que inciden en las tarifas que enfrentan los usuarios regulados y no regulados.

Por otra parte, la Comisión ha expedido la Resolución 068 de 2020, a través de la cual se establece información transaccional adicional a ser declarada por los participantes en el mercado mayorista de gas natural prevista en el Anexo 2 de la Resolución CREG 114 de 2017, entre ellas a) Moneda de pago pactada en los Contratos y b) Tasa de cambio pactada en el contrato para efectos de la conversión de dólares a pesos colombianos para la liquidación y facturación; y la Resolución 103 de 2020 por la cual se modifica la Resolución CREG 056 de 2019 en la cual se definen las condiciones de prórroga del período de obligación de prestación de servicios del gestor del mercado de gas natural, extendiendo por un período de hasta doce (12) meses, contados a partir del 5 de enero de 2020.

Finalizando el mes de junio de 2020, la Comisión a través de la Circular 054 de 2020 y teniendo en cuenta lo dispuesto en el Artículo 25 de la Resolución CREG 114 de 2017, publica el cronograma de la comercialización del mercado mayorista de gas natural a ser tenido en cuenta para el año 2020, etapas a realizarse entre los meses de julio y noviembre del 2020.

A través de la Resolución CREG 135 del 03 de julio de 2020, la Comisión oficializa la selección de la Bolsa Mercantil de Colombia como el Gestor del Mercado de Gas natural, por un período de cinco (05) años que iniciarán su vigencia el día seis (06) de enero de 2021.

El 15 de julio de 2020, se publica la Resolución CREG 138 por la cual se adoptan medidas en relación con los mecanismos y procedimientos de comercialización de la Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF), y de las Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme (CIDVF) de gas natural, conforme a lo establecido en la Resolución CREG 114 de 2017. Esta norma se motiva en el impacto que ha tenido la pandemia en el mercado de gas, la necesidad de flexibilizar las negociaciones directas para que las plantas térmicas puedan participar en la subasta de reconfiguración del Cargo por Confiabilidad y la optimización del uso del gas.

El Ministerio de Minas y Energía durante el mes de octubre del año 2020, publica la Resolución 40304, por la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y se adoptan otras disposiciones. Las obras que allí se consideran relevantes y que se incluyen son: Planta de Regasificación del Pacífico, gasoducto entre Yumbo y Buenaventura, 3 obras de infraestructura de Transporte con bidireccionalidades, interconexión de los mercados de la Costa Atlántica y el centro del país y 2 refuerzos para el Valle de Cauca y Tolima Grande.

En el mes de noviembre se publica por parte de la Comisión la Resolución 185 de 2020, por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural. Esta norma, refleja mayor transparencia en los mecanismos de asignación, agiliza asignaciones de capacidad de transporte cuando las solicitudes superan la capacidad disponible del sistema, fija mecanismos para asignar la capacidad de proyectos del plan de abastecimiento, permite mejorar los procesos úselo o véndalo de largo y corto plazo para capacidad de transporte e incentiva la asignación eficiente de capacidad de transporte entre los participantes del mercado de gas.

En ese mismo mes se publica la Resolución CREG 186 de 2020, por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista (primario y secundario) de gas natural. Esta norma compila las modificaciones realizadas hasta la fecha sobre la Resolución CREG 114 de 2017 (Resoluciones CREG 140 y 153 de 2017, 008 de 2018 y 021 de 2019).

En el mes de diciembre de 2020 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, publica la Resolución 20201000057975 por la cual se define la asimilación de nuevas actividades a la cadena de prestación del servicio de gas combustible, se establecen los criterios de reporte de información para estos agentes y se dictan otras disposiciones. Sus efectos serán los establecidos en el artículo 17 de la Ley 1955 de 2019, para el desarrollo de las funciones de inspección, vigilancia y control, y para el cumplimiento de la regulación. Asimila la actividad de REGASIFICACIÓN, a la actividad de TRANSPORTE, actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas combustible, y asimila la actividad de COMERCIALIZACIÓN DE GAS IMPORTADO, a la actividad de COMERCIALIZACIÓN, actividad complementaria al servicio público domiciliario de gas combustible.

Mediante la Circular 076 del 18 de agosto de 2020, la Comisión modificó la agenda regulatoria indicativa del año 2020. Esta modificación obedece a que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, así como el Ministerio de Minas y Energía aún no han delegado en la Comisión todas las funciones de regulación asociada a los combustibles líquidos, la CREG no ha podido completar la planta de personal por insuficiencia presupuestal, y la emergencia sanitaria por el Covid ha exigido atención prioritaria.

Por último, el Gobierno publicó los documentos finales con los análisis y propuestas de la "Misión de Transformación Energética", que se constituirá en hoja de ruta del sector, como guía de las principales transformaciones que se adoptarán a futuro. Esta misión estuvo conformada por 20 expertos nacionales e internacionales y presentó en el mes de enero de 2020 sus recomendaciones para seguir avanzando hacia un servicio de energía eléctrica eficiente, confiable y sostenible, en beneficio de los usuarios. La Misión también plantea una serie de propuestas encaminadas a fortalecer y modernizar las instituciones y entidades del sector, y lograr una mayor coordinación que les permita responder a los nuevos desafíos del sector eléctrico. Las recomendaciones de la Misión se socializaron y fueron puestas a disposición de los agentes del sector para revisión y comentarios, estos fueron enviados en el mes de febrero de 2020.

2. Bases de presentación

El Grupo presenta sus estados financieros consolidados 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 consolidados incluyen información comparativa correspondiente al periodo anterior. Los principios contables aplicados en su elaboración, son los que se detallan a continuación:

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de propósito general del Grupo al 31 de diciembre de 2020, han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF), establecidas en la Ley 1314 de 2009, reglamentadas por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015, modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017, 2483 de 2018, 2270 de 2019 y 1432 de 2020. Las NCIF aplicables en 2020 se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), junto con sus interpretaciones, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board – IASB, por sus siglas en inglés); las normas de base corresponden a las traducidas oficialmente al español y emitidas por el IASB al segundo semestre de 2018 y la incorporación de la modificación a la NIIF 16 Arrendamientos: Reducciones del Alquiler relacionadas con el Covid – 19 emitida en 2020.

El Grupo aplica a los presentes estados financieros consolidados la siguiente excepción contemplada en Título 4 Regímenes especiales del Capítulo 1 del Decreto 2420 de 2015:

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

El Grupo pertenece al Grupo 1 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 el Grupo emitió los primeros estados financieros comparativos bajo las NCIF a diciembre 31 de 2015.

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

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

2.2 Base contabilidad de causación

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

2.3 Nuevas normas incorporadas al marco contable aceptado en Colombia cuya aplicación efectiva es a partir de 1 de enero de 2021

El Decreto 1432 de 2020 actualizó los marcos técnicos de las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia incorporando la modificación a la NIIF 16, Arrendamientos: Reducciones del Alquiler Relacionadas con el Covid-19 que puede ser aplicada de manera inmediata en el año 2020. No se adicionaron otras normas, interpretaciones o enmiendas a las normas que ya habían sido compiladas por el Decreto 2270 de 2019 considerando las reglamentaciones incorporadas por los Decretos 2420 y 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y 2483 de 2018.

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

A continuación, se relacionan las enmiendas emitidas por el IASB durante los años 2019 y 2020; algunas de ellas entraron en vigencia a nivel internacional a partil del 1 de enero de 2020 y otras entrarán en vigencia a partir del 1 de enero de 2021, 2022 y 2023. Estas normas aún no han sido adoptadas en Colombia.

Modificación a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros–Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes

Las modificaciones emitidas en enero de 2020 aclaran los criterios de clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes, en función de los derechos que existan al final del período sobre el que se informa. La clasificación no se ve afectada por las expectativas de la entidad o los eventos posteriores a la fecha del informe. Los cambios también aclaran a que se refiere la "liquidación" de un pasivo en términos de la norma. El Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros.

La enmienda aplica a partir de enero 1 de 2023 y se permite su aplicación anticipada. El efecto de la aplicación sobre la información comparativa se podrá realizar de forma retroactiva.

Modificación a la NIC 16 Propiedades, Planta y Equipo–Importes obtenidos con anterioridad al uso previsto

La enmienda publicada en mayo de 2020 prohíbe la deducción del costo de un elemento de propiedades, planta y equipo de cualquier importe procedente de la venta de elementos producidos mientras se lleva ese activo al lugar y condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la gerencia. En su lugar, una entidad reconocería los importes de esas ventas en el resultado del periodo. El Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros.

La enmienda aplica a partir de enero 1 de 2022 y se permite su aplicación anticipada.

Modificaciones a la NIIF 3 Combinaciones de Negocios – Referencia al Marco Conceptual

La enmienda publicada en mayo de 2020 abordó 3 modificaciones a la norma con el objeto de: actualizar las referencias al Marco Conceptual; agregar una excepción para el reconocimiento de pasivos y pasivos contingentes dentro del alcance de la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes y la CINIIF 21 Gravámenes; y confirmar que los activos contingentes no deben reconocerse en la fecha de adquisición. El Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros.

La enmienda aplica a partir de enero 1 de 2022 y se permite su aplicación anticipada. Cualquier efecto sobre su aplicación podrá realizarse de forma prospectiva.

Modificación a la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes – Costo de cumplimiento de un contrato

El propósito de esta enmienda, que también fue publicada en mayo de 2020, es especificar los costos que una entidad incluye al determinar el "costo de cumplimiento" de un contrato con el propósito de evaluar si un contrato es oneroso; aclara que los costos directos de cumplimiento de un contrato incluyen tanto los costos incrementales de cumplir un contrato como una asignación de otros costos que se relacionen directamente con el cumplimiento del contrato. Antes de reconocer una provisión separada por un contrato oneroso, para un contrato oneroso, la entidad debe reconocer las pérdidas por deterioro sobre los activos utilizados para cumplir el contrato. El Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros.

La enmienda aplica a partir de enero 1 de 2022 y se permite su aplicación anticipada.

Reforma de la tasa de interés de referencia

Después de la crisis financiera, la reforma y el reemplazo de las tasas de interés de referencia, como la LIBOR GBP y otras tasas interbancarias (IBOR) se ha convertido en una prioridad para los reguladores globales. Actualmente existe incertidumbre

sobre el momento y la naturaleza precisa de estos cambios. Para hacer la transición de los contratos y acuerdos existentes que hacen referencia a la LIBOR, es posible que sea necesario aplicar ajustes de las diferencias de plazo y las diferencias de crédito para permitir que las dos tasas de referencia sean económicamente equivalentes en la transición

Las modificaciones realizadas a la NIIF 9 Instrumentos financieros, la NIC 39 Instrumentos financieros: reconocimiento y medición y la NIIF 7 Instrumentos financieros: revelaciones brindan ciertas alternativas en relación con la reforma de la tasa de interés de referencia. Las alternativas se relacionan con la contabilidad de cobertura y tienen el efecto de que las reformas generalmente no deberían hacer que la contabilidad de coberturas termine. Sin embargo, cualquier inefectividad de cobertura debe continuar registrándose en el estado de resultados. Dada la naturaleza generalizada de las coberturas que involucran contratos basados en tasas interbancarias (IBOR), las alternativas afectarán a las empresas en todas las industrias.

Las políticas contables relacionadas con la contabilidad de cobertura deberán actualizarse para reflejar las alternativas. La s revelaciones del valor razonable también pueden verse afectadas debido a las transferencias entre niveles de jerarquía del valor razonable a medida que los mercados se vuelven más o menos líquidos.

El Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros.

La enmienda aplica a partir de enero 1 de 2021 y se permite su aplicación anticipada.

Mejoras anuales a las Normas NIIF ciclo 2018–2020

Las siguientes mejoras se finalizaron en mayo de 2020:

• NIIF 9 Instrumentos financieros: aclara cuales comisiones deben incluirse en la prueba del 10% para la baja en cuentas de pasivos financieros. • NIIF 16 Arrendamientos: modifica el ejemplo ilustrativo 13 de la norma para eliminar la ilustración de los pagos del arrendador relacionados con mejoras de bienes tomados en arriendo, para eliminar cualquier confusión sobre el tratamiento de los incentivos de arrendamiento. • NIIF 1 Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera: permite a las entidades que han medido sus activos y pasivos por el valor en libros registrado en la contabilidad de su matriz, medir también las diferencias de conversión acumuladas utilizando las cantidades informadas por la matriz. Esta enmienda también se aplicará a las asociadas y negocios conjunto con algunas condiciones. • NIC 41 Agricultura: elimina el requisito de que las entidades excluyan los flujos de efectivo por impuestos al medir el valor razonable bajo NIC 41.

El Grupo no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros.

La enmienda aplica a partir de enero 1 de 2022 y se permite su aplicación anticipada.

Marco Conceptual

El IASB ha emitido un Marco conceptual revisado que se utilizará en las decisiones para establecer normas con efecto inmediato. Los cambios clave incluyen:

• Aumentar la importancia de la administración en el objetivo de la información financiera; • Restablecer la prudencia como componente de la neutralidad; • Definir a una entidad que informa, que puede ser una entidad legal o una parte de una entidad; • Revisar las definiciones de un activo y un pasivo; • Eliminar el umbral de probabilidad para el reconocimiento y agregar guías sobre la baja de cuentas; • Añadir guías sobre diferentes bases de medición, e • Indicar que la utilidad o pérdida es el indicador principal de desempeño y que, en principio, los ingresos y gastos en otros ingresos integrales deben reciclarse cuando esto mejore la relevancia o la representación fiel de los estados financieros.

2.5 Estimados y criterios contables relevantes

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (Ver Nota 3.1.13.).
- La vida útil de los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo (Ver Notas 3.1.7. y 3.1.8.).
- La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros (Ver Nota 3.1.9. (b)).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (Ver Nota 3.1.14.).
- 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, son ingresos estimados aplicando elementos de juicio para su determinación, así como las compras de energía necesarias para atender dichos contratos (Ver Nota 3.1.18.).
- Los ingresos y costos de operación derivados del servicio de disponibilidad portuaria para el contrato suscrito con Emgesa S.A. E.S.P., los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación (Ver Nota 3.1.18).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos inciertos o contingentes (Ver Nota 3.1.11.).
- 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 3.1.8.).
- 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 3.1.12).

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.

2.6 Entidades Filiales

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

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

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

2.7 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

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

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

Negocio conjunto: es una entidad que una 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.

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 el Grupo no posee inversiones en asociadas y no tiene registrado ningún crédito mercantil generado en inversiones en asociadas y negocios conjuntos; ni acuerdos conjuntos.

2.8 Inversiones contabilizadas por el método de participación

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

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

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

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

A la fecha de emisión de los estados financieros el Grupo no posee inversiones en negocios conjuntos o asociadas, ni tiene plusvalías.

2.9 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

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

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

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

(1) En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras

NCIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable estos montos.

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

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

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

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

(3) Las sociedades consolidadas tienen como moneda funcional el peso colombiano, por lo tanto no hay conversión de moneda extranjera.

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

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

(6) Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

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

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a "otras reservas". La sociedad no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

2.10 Principios de Consolidación

La sociedad filial se consolida, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones recíprocas.

3. Políticas Contables

3.1 Políticas contables aplicables a los estados financieros de propósito general

Las principales políticas contables aplicadas en la elaboración de los estados financieros consolidados de propósito general adjuntos, han sido las siguientes:

3.1.1. Instrumentos financieros

3.1.1.1. 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.

3.1.1.2. Activos financieros

El Grupo 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.

3.1.1.2.1. Instrumento de deuda

Con la aplicación de la NIIF 9 a partir del 1 de enero de 2018, los activos financieros se clasifican a costo amortizado y a valor razonable.

(a) Activos financieros al costo amortizado

Un activo financiero se clasifica como medido al "costo amortizado" sólo si los siguientes criterios se cumplen: el objetivo del modelo de negocio del Grupo 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.

3.1.1.2.2. 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 los instrumentos de patrimonio, el Grupo 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.

3.1.1.2.3. 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.

El Grupo 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).

El Grupo 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. El Grupo 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 emisión de los estados financieros el Grupo no posee coberturas netas en el exterior.

3.1.1.3. 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 el Grupo para cubrir los riesgos de mercado asociados a la tasa de interés o al tipo de cambio.

3.1.1.3.1. 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. Si los costos incurridos son inmateriales, se podrán llevar a resultados en el momento de la emisión de los títulos

Los préstamos se clasifican en el pasivo corriente a menos que el Grupo 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.

3.1.1.4. 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.

3.1.1.5. 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.

3.1.1.6. Reconocimiento y medición

Compras y ventas convencionales de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, que es la fecha en la cual el Grupo 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 el Grupo ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad.

En el reconocimiento inicial, el Grupo valora los activos financieros a su valor razonable; sin embargo, 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, afectarán el valor del activo. 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, el Grupo 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.

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

3.1.1.7. 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.

3.1.1.8. 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) el Grupo 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.

3.1.2. Inventarios

Las existencias de inventarios incluyen los bienes para venta o consumo interno, sobre los que se han adquirido los riesgos y los beneficios típicos de la propiedad, en esta clasificación se encuentran materiales, combustibles y certificados de reducción de carbono (CERs).

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.

En el caso de los CERs el costo inicial está determinado por el valor razonable de los mismos en la fecha de emisión de los certificados el cual es identificable para cada uno de ellos.

El costo de los bienes diferentes a los CERs 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 del Grupo, 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 del Grupo.

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

El Grupo 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, el Grupo 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 emisión de los estados financieros el Grupo no posee activos no corrientes mantenidos para la venta ni actividades discontinuadas.

3.1.4. Inversiones en subsidiarias

Una subsidiaria es una entidad controlada por el Grupo, 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 consolidados del Grupo 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 al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro "Resultado por otras inversiones".

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.

3.1.5. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Una asociada es una entidad sobre la cual el Grupo 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 el Grupo ejerce control gracias al acuerdo con terceros y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

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

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

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.

El Grupo 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.

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.

A la fecha de los presentes estados financieros del Grupo no tiene instrumentos de cobertura.

3.1.6. Combinación de negocios

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

Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida. Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, la sociedad informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales,

para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del ejercicio.

Los costos de adquisición incurridos se imputan a gastos y se presentan dentro de los gastos de administración en el estado de resultados.

A la fecha de emisión de los estados financieros el Grupo no posee combinación de negocios.

3.1.7. 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, se haya incurrido.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso. El Grupo 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

El Grupo 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, se haya incurrido.

Las vidas útiles en promedio utilizadas para la amortización son:

Emgesa S.A. E.S.P.

Las vidas útiles promedio remanentes utilizadas para la amortización son:

Concepto	2020	2019
Derechos *	23	24
Costos de desarrollo	1	2
Licencias	4	2
Programas informáticos	3	3
Otros activos identificables	1	2

(*) Hacen referencia a los derechos que el Grupo 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 este rubro 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.

Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Las vidas útiles promedio remanentes utilizadas para la amortización son:

Concepto	2020	2019
Concesiones	10	12

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.

3.1.8. 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 incurrido.

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. El Grupo 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 el Grupo 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. El Grupo 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 activos.

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.

El Grupo, 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 el Grupo espera utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva. El Grupo no considera significativo el valor residual de sus activos fijos.

Las vidas útiles en promedio utilizadas para la depreciación son:

Emgesa S.A. E.S.P.

Las vidas útiles promedio remanentes utilizadas para la depreciación son:

Clases de propiedad, planta y equipo	2020	2019
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	55	56
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	30	30
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	18	19
Edificios	56	56
Instalaciones fijas, accesorios y otras	10	10
Arrendamientos financieros		
Edificios	1	3
Instalaciones fijas y otras (vehículos)	2	3

Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Las vidas útiles promedio remanentes utilizadas para la depreciación son:

Clases de propiedad, planta y equipo	2020	2019
Maquinaria y Equipo	2	3
Muebles y Enseres	2	3

El Grupo 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 el Grupo ha estimado, en el escenario más conservador, de 50 años. (Ver Nota 14).

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

3.1.9. 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 el Grupo 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 el Grupo 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 el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, el Grupo 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, la estimación los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables. 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 "Deterioro" 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.

(b) Activos financieros

El Grupo 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 el Grupo gestiona su cartera comercial de manera individual, el grupo definió que la forma más adecuada de gestionar la expectativa de riesgo de crédito para el Grupo es realizando una evaluación individual a cada una de las contrapartes con las que el Grupo 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 del Grupo, 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.

3.1.10. Arrendamiento

A partir del 1 de enero de 2019 entró en vigencia la NIIF 16 arrendamientos, en su aplicación el Grupo realizó 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, excepto las consideraciones que normativamente se pueden reconocer directamente a resultados.

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.

3.1.11. 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 el Grupo, 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 el Grupo 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, el Grupo 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 14).

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. El Grupo se abstendrá de reconocer cualquier activo de carácter contingente.

3.1.12. Impuestos

Comprende el valor de los gravámenes de carácter general obligatorio a favor del Estado y a cargo del Grupo 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 el Grupo.

3.1.12.1. 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 tarifa vigente al cierre del año, 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 el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

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.

3.1.12.2. Impuesto de industria y comercio

En aplicación del artículo 86 de la Ley 2010 de 2019, el Grupo reconoció como gasto del ejercicio la totalidad del impuesto de industria y comercio causado en el año, el valor susceptible de imputarse como descuento tributario se trata como gasto no deducible en la determinación del impuesto sobre la renta en el año, el descuento tributario aplicado disminuye el valor del gasto por impuesto sobre la renta corriente del periodo; sobre los saldos susceptibles de aplicarse como descuento tributario para el año siguiente, se reconoció un activo por impuesto diferido.

3.1.13. Beneficios a empleados

a. Pensiones

El Grupo 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, el Grupo 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. El Grupo no posee activos afectos a estos planes.

b. Otras obligaciones posteriores a la relación laboral

El Grupo 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.

El Grupo 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 el Grupo 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 del Grupo 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

El Grupo 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

El Grupo 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.

3.1.14. 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, el Grupo 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 el Grupo 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 del Grupo;

> 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.

3.1.15. Moneda funcional y moneda de presentación

Las partidas incluidas en los estados financieros consolidados 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 del Grupo. 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.

3.1.16. Transacciones y saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza el Grupo 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.

3.1.17. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

El Grupo 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 del Grupo 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 el Grupo 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.

3.1.18. Reconocimiento de Ingresos

El Grupo 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 el Grupo 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 el Grupo 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 el Grupo los realiza.
> El desempeño del Grupo crea o mejora un activo que el cliente controla a medida que se crea o mejora.

> El desempeño del Grupo crea o mejora un activo con un uso alternativo para la misma. El Grupo 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, el Grupo 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, el Grupo 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 el Grupo 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 el Grupo 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; el Grupo 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:

El Grupo 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 el Grupo 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 el Grupo de transferir bienes y/o servicios a los clientes, por los que el Grupo ha recibido una contraprestación por parte de los clientes.

3.1.19. Ingresos y costos financieros

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el periodo de devengo correspondiente.

3.1.20. Reconocimiento de costos y gastos

El Grupo 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.

3.1.21. 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.

3.1.22. 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 al Grupo es la siguiente:

- El Código de Comercio exige al Grupo 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 del Grupo, 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 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.

3.1.23. Utilidad por acción

La utilidad básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia neta del periodo atribuible a los accionistas del Grupo 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 al número de acciones al cierre del ejercicio.

3.1.24. 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 del Grupo 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 del Grupo y en segunda instancia la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

3.1.25. 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.

El Grupo 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; dado que, aunque el Grupo registra operaciones en el negocio de gas y servicios portuarios 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

Un resumen del efectivo y equivalentes del efectivo, neto al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Saldos en bancos	$ 658.832.466	$ 229.911.173
Depósitos a corto plazo (1)	110.000.000	40.000.000
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (2)	52.357.364	17.633.522
Efectivo en caja	878	214
	$ 821.190.708	**$ 287.544.909**

El detalle equivalente en pesos por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Detalle por Moneda	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Pesos Colombianos	$ 819.830.175	$ 284.106.527
Dólares Americanos	1.360.533	3.438.382
	$ 821.190.708	**$ 287.544.909**

(*) Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 31 de diciembre 2020 y 31 de diciembre de 2019 de $ 3.432,50 y $3.277,14 por US$1 y $ 4.199,84 y $3.678,59 por 1 Euro, respectivamente.

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

La variación en el efectivo y equivalentes corresponde a: i) Recaudo $4.515.230.186 ii) pagos (energía, costos variables, O&M, capex, combustibles, seguros, remuneraciones) por ($2.150.447.641), iii) pago saldo dividendos año 2019 por ($834.102.573), iv) pago intereses por concepto de bonos, deuda bancaria y pasivos por arrendamiento ($216.450.099), v) impuesto de renta ($635.951.777), vi) recaudo créditos intercompañía año 2019 $92.658.471 vii) pago deuda capital ($241.070.000) viii) otros (rendimientos, compensación derivados y otros) $6.194.475.

(1) Los depósitos a corto plazo principalmente 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 2020 el saldo corresponde principalmente a:

Banco	Monto	Tasa FN	Dias	Inicio	Vencimiento	Concepto
Itaú Corpbanca Colombia S.A	60.000.000	1.75%	90	20-Oct-2020	20-Ene-2021	Bonos
Scotiabank Colpatria S.A	50.000.000	1.75%	90	20-Oct-2020	20-Ene-2021	Bonos
Total	**$ 110.000.000**					

(2) El otro efectivo y equivalente de efectivo está compuesto principalmente por las carteras colectivas que 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.

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo presenta efectivo restringido (Ver Nota 34).

La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiación del EMGESA al 31 de diciembre de 2020 y 2019, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo. Los pasivos que se originan por actividades de financiación son aquellos para los cuales flujos de efectivo fueron, o flujos de efectivo serán, clasificados en el estado de flujos de efectivo como flujos de efectivo de actividades de financiación:

		Flujos de efectivo		Cambios distintos al efectivo		
	Saldo a 1 de enero de 2020	Importes procedentes de prestamos	Pago de préstamos e intereses	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Saldo a 31 de diciembre de 2020
Bonos	$ 3.001.765.481	$ -	$ (451.604.539)	$ 205.662.766	$ -	$ 2.755.823.708
Pasivos por arrendamientos	11.550.325	-	(7.106.089)	863.287	2.421.917	7.729.440
Total pasivos por actividades de financiación	**$ 3.013.315.806**	**$ -**	**$ (458.710.628)**	**$ 206.526.053**	**$ 2.421.917**	**$ 2.763.553.148**

		Flujos de efectivo		Cambios distintos al efectivo		
	Saldo a 1 de enero de 2019	Importes procedentes de prestamos	Pago de préstamos e intereses	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Saldo a 31 de diciembre de 2019
Bonos	$ 3.601.606.275	$ -	$ (849.436.570)	$ 249.595.776	$ -	$ 3.001.765.481
Préstamos y Obligaciones Bancarias	150.313.620	-	(158.587.748)	8.274.128	-	-
Pasivos por arrendamientos	2.311.246	-	(8.603.969)	959.954	16.883.094	11.550.325
Total pasivos por actividades de financiación	**$ 3.754.231.141**	**$ -**	**$ (1.016.628.287)**	**$ 258.829.858**	**$ 16.883.094**	**$ 3.013.315.806**

5. Otros activos financieros, neto

Un resumen de los otros activos financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2020		Al 31 de diciembre de 2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Fideicomisos	$ 12.913.907	$ -	$ 10.536.056	$ -
Fideicomisos (1)	12.920.287	-	10.547.404	-
Deterioro fideicomisos (*)	(6.380)	-	(11.348)	-
Garantías mercados derivados energéticos	1.054.722	-	1.832.169	-
Otros activos	965.635	-	1.103.702	-
Otros activos (2)	968.288	-	1.109.150	-
Deterioro otros activos (*)	(2.653)	-	(5.448)	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (3)	$ -	517.050	-	554.417
	$ 14.934.264	**$ 517.050**	**$ 13.471.927**	**$ 554.417**

(*) Ver nota 7, numeral 4, este valor hace parte del deterioro del modelo general colectivo

(1) Al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019 el saldo de los fideicomisos corresponde a:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Fideicomisos Zomac (a)	$ 5.386.563	$ 5.636.246
Fideicomisos Embalse Tominé (b)	6.061.327	2.352.957
Fideicomisos Embalse Muña (b)	550.137	1.681.541
Fideicomisos El Quimbo (c)	922.260	876.660
Total	**$ 12.920.287**	**$ 10.547.404**

(a) Al 31 de diciembre de 2020 el fideicomiso ZOMAC se constituyó 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 períodos gravables 2018 y 2019, 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 a 31 de diciembre de 2020 corresponde a los fideicomisos con BBVA así:

Embalse de Tominé Fiduciaria Fideicomiso No 31636 por $5.714.063 y Fideicomiso No 31555 por $347.264, 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 $549.786 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 $351 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.

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

(2) Al 31 de diciembre de 2020 el monto de otros activos corresponde a la periodificación de intereses de CDT por $376.992 y los embargos judiciales, detallados a continuación por entidad financiera por $591.296:

Embargo	Proceso	Banco	Valor depósito judicial
Agencia Nacional de Minería ANM	Auto No. 594 del 01-08-2019	Davivienda	$ 492.682
Gabriel Chaux Campos	Oficio No. 0761	BBVA	36.000
Juzgado Primero Civil Municipal Garzón–Huila	No. 412984003001 207-0341-00	Davivienda	25.000
Juzgado Primero Civil Municipal Garzón–Huila	No. 412984003001 207-0341-00	Bancolombia	15.089
Juzgado Segundo Civil del Circuito Garzón–Huila	Oficio No. 0728	Bancolombia	8.000
Juzgado Veintinueve Civil del Circuito de Bogotá	No. 11001310302920170044 1-00	Banco Caja Social	4.335
Corporación Aut. Reg. Magdalena	Neiva 2018-082	BBVA	3.246
Corporación Aut. Reg. Magdalena	Neiva 2018-082	Colpatria	3.246
Corporación Aut. Reg. Magdalena	Neiva 2018-082	Colpatria	3.246
Gabriel Chaux Campos	Proceso ejecutivo oficio No. 0761	Banco a	452

Las inversiones financieras en sociedades no cotizadas son:

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 31 de diciembre 2020	Al 31 de diciembre 2019
Derivex S.A.	Comercial	35.764	4,99%	$ 517.050	$ 554.417
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	109.353.394	0,22%	-	–
				$ 517.050	**$ 554.417**

Emgesa 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 de diciembre de 2020 se realizó el ajuste a la valoración de la inversión y se registró una disminución por $37.367.

En el 2019 se reflejó una disminución originada en la inversión en Electrificadora del Caribe S.A E.S.P., como resultado de la valoración calculada a valor razonable con base en la participación del Grupo en el patrimonio de dicha sociedad, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, esta Compañía fue intervenida por el Estado Colombiano y en sus estados financieros con corte al 30 de septiembre de 2020 presenta un patrimonio negativo, por tal razón su valor razonable es $0.

6. Otros activos no financieros, neto

	Al 31 de diciembre de 2020		Al 31 de diciembre de 2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Otros deudores	31.047.371	800.000	8.528.297	133.715
Otros deudores (1)	35.128.929	3.671.532	13.268.116	133.715
Deterioro otros deudores (*)	(4.081.558)	(2.871.532)	(4.739.819)	-
Anticipos para adquisición de bienes (2)	11.765.629	–	14.839.466	–
Beneficios a empleados por préstamos (3)	524.584	6.443.788	729.359	7.817.217
Gastos pagados por anticipado	38.180	-	21.532	-
Cuentas por cobrar otros impuestos (4)	2.021	21.424.457	-	24.613.764
	$ 43.377.785	$ 28.668.245	$ 24.118.654	$ 32.564.696

(*) Ver nota 7, numeral 4, este valor hace parte del deterioro del modelo general colectivo.

(1) Al 31 de diciembre de 2020 los otros deudores están conformados principalmente por la cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por Emgesa, 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 $3.370.694, multas y sanciones de contratos por $26.714.306, venta de chatarra, arrendamientos y otros conceptos por $5.043.529.

Dentro del saldo de otros deudores no corrientes al 31 diciembre de 2020, se encuentra principalmente la cuenta por cobrar al Municipio de Guachené por $2.737.817, deteriorada al 100%.

El deterioro de otros activos corresponde a la aplicación de la NIIF 9 bajo el modelo colectivo, evaluación general.

(2) Dentro del saldo de los anticipos se encuentran principalmente las garantías entregadas a XM para las negociaciones en las operaciones de energía por $10.027.584 y anticipo a otros proveedores $1.738.045.

Este es el detalle de los anticipos a diciembre 31 de 2020:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Depósitos en garantía XM	$ 10.027.584	$ 11.860.927
Global Consulting an	657.705	–
Mosquera Casas Cristian	251.953	254.221
Cass Constructores S.A.S	248.396	248.396
Solarte Nacional de Construcciones	248.396	248.396
Agencia De Aduanas Suppla S.A.S.	99.405	840.000
Fondo Nacional Ambiental – Fonam	95.370	95.370
Vanti S.A. ESP.	50.000	–
Empresas Municipales de Cartago E.S.P	45.167	45.167
Empresa de Energía de Pereira	22.478	22.478
T.M.E. S.P.A. Termomecánica Ecología	–	561.684
Procesos y Diseños Energéticos S.A.	–	272.292
Delstar Energie	–	145.592
PYQ S.A.S.	–	137.293
BBVA Asset Management	–	33.577
Otrosl	19.175	73.554
	$ 11.765.629	**$ 14.838.947**

(3) Los beneficios por préstamos otorgados a empleados se adjudican con tasas entre el 0% y el 7%, razón por la cual, el Grupo 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 diciembre de 2020, corresponde al descuento tributario por $21.424.457 de acuerdo con el 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.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 31 de diciembre de 2020		Al 31 de diciembre de 2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cuentas comerciales, bruto (1)	$ 228.098.924	$ 43.242.362	$ 241.101.146	$ 43.242.362
Otras cuentas por cobrar, bruto (2)	3.658.156	13.858.379	3.588.429	12.429.872
Cartera financiada comercial, bruto (3)	300.639	55.747.757	-	55.747.757
Cartera financiada empleados retirados, bruto	271.174	-	270.774	-
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	**$ 232.328.893**	**$ 112.848.498**	**$ 244.960.349**	**$ 111.419.991**

	Al 31 de diciembre de 2020		Al 31 de diciembre de 2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Provisión de deterioro cuentas comerciales (4)	(4.388.274)	(43.242.362)	(5.804.721)	(43.242.362)
Provisión de deterioro otras cuentas por cobrar (*)	(88.174)	(91.086)	(118.569)	(114.696)
Provisión de deterioro cartera financiada comercial (4)	(1.349)	(55.747.757)	-	(55.747.757)
Provisión de deterioro cartera financiada empleado retirados (*)	(1.241)	-	(2.010)	-
Total provisión por deterioro	**$ (4.479.038)**	**$ (99.081.205)**	**$ (5.925.300)**	**$ (99.104.815)**
Cuentas comerciales, neto	223.710.650	-	235.296.425	-
Otras cuentas por cobrar, neto	3.569.982	13.767.293	3.469.860	12.315.176
Cartera financiada comercial, neto	299.290	-	-	-
Cartera financiada empleados retirados, neto	269.933	-	268.764	-
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	**$ 227.849.855**	**$ 13.767.293**	**$ 239.035.049**	**$ 12.315.176**

(*) Ver nota 7, numeral 4, este valor hace parte del deterioro del modelo general colectivo.

Al 31 de diciembre de 2020, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

	Cartera vigente	Cartera vencida			Total cartera corriente	Cartera no corriente
		1-180 días	181-210 días	>360 días		
Cuentas comerciales, bruto	**$ 224.992.414**	**$ 33.447**	**$ 446.083**	**$ 2.927.619**	**$ 228.399.563**	**$ 98.990.119**
- Grandes clientes	84.913.690	–	–	–	84.913.690	98.990.119
- Clientes institucionales	14.115.208	–	–	–	14.115.208	
- Otros.	125.963.516	33.447	446.083	2.927.619	129.370.665	
- Provisión deterioro	(1.281.764)	(33.447)	(146.793)	(2.927.619)	(4.389.623)	(98.990.119)
Cuentas Comerciales, neto	**$ 223.710.650**	**$ –**	**$ 299.290**	**$ –**	**$ 224.009.940**	**$ –**

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

	Cartera vigente	Cartera vencida			Total cartera corriente	Cartera no corriente
		1-180 días	181-210 días	>360 días		
Cuentas comerciales, bruto	**$ 237.515.965**	**$ 305.757**	**$ –**	**$ 3.279.424**	**$ 241.101.146**	**$ 98.990.119**
- Grandes clientes	106.077.113	–	–	–	106.077.113	98.990.119
- 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)	(98.990.119)
Cuentas Comerciales, neto	**$ 235.146.184**	**$ 150.241**	**$ –**	**$ –**	**$ 235.296.425**	**$ –**

(1) Al 31 de diciembre de 2020, la cartera de cuentas comerciales corrientes presenta una variación de ($13.002.222), que corresponde principalmente a:

(a) Aumento en cartera estimada del mercado mayorista a diciembre de 2020 por $23.343.813 principalmente porque para el mercado mayorista a 31 de diciembre de 2019 se facturó a los clientes EPM, Empresa de energía del Quindío, Centrales Eléctricas Norte de Santander sin incurrir en estimación y adicional el factor de indexación de IPP de diciembre 2019 respecto a diciembre 2020 aumentó en 1,62%; parcialmente compensado por menor demanda del mercado no regulado por ($2.034.638) y disminución en ventas de suministro de gas por finalización de contrato con clientes por ($1.837.588).

(b) Disminución de la cartera del mercado mayorista por vencimiento de facturación de los clientes Empresas Públicas de Medellín, Centrales Eléctricas del Norte, Electrificadora del Meta S.A. y Celsia Colombia S.A. E.S.P. por ($28.981.498).

(c) Disminución de la cartera del mercado no regulado por menor demanda Covid-19 por ($1.811.449).

Por otro lado, al 31 de diciembre de 2020 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 de diciembre de 2020, se encuentra principalmente los préstamos de vivienda a empleados por $12.445.564.

(3) Al 31 de diciembre de 2020, se presenta cartera financiada corriente de bolsa de energía por efecto de Covid-19 por $300.639.

Respecto al saldo de cartera financiada a largo plazo al 31 de diciembre de 2020, se encuentran los contratos de suministro de Energía No. EDCC-111-2012 y EDCC-154-201 y el 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 factura por $55.747.757, provisionada al 100%.

(4) Para la provisión de deterioro los modelos definidos por el Grupo 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 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Modelo Simplificado Individual (a)	$ 103.379.742	$ 104.794.840
Modelo General Colectivo (b)	7.155.257	5.021.738
Total	**$ 110.534.999**	**$ 109.816.578**

Al 31 de diciembre de 2020 se presenta una variación en el deterioro de cartera principalmente por: Dotación de provisión por $9.857.431, recuperación de provisión por ($8.693.060) y castigos de cartera por ($446.574)

(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.

Al 31 de diciembre de 2020 el Grupo ha realizado acuerdos de pago de corto plazo con algunos clientes quienes hasta la fecha han atendido sus compromisos de pago. Por lo anterior se mantiene una expectativa positiva respecto al comportamiento del recaudo del Grupo. No se han evidenciado efectos importantes que incidan en el cálculo del deterioro de cartera, por esta razón se han mantenido los modelos sugeridos bajo NIIF 9.

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 2020 y 2019 Emgesa 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

Nombre Empresa Relacionada	Relación	País de Origen	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2020		Al 31 de diciembre de 2019	
				Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. (1)	Otra (*)	Colombia	Servicios de administración	$ 2.426.101	$ -	$ 2.029.713	$ -
Enel Gl Th Generation (2)	Otra (*)	Italia	Expatriados	347.583	-	155.491	-
Enel S.P.A. (2)	Controladora	Italia	Expatriados	216.365	-	173.376	-
Enel S.P.A. (3)	Controladora	Italia	Otros Servicios	19.406	-	-	-
Codensa S.A. E.S.P. (4)	Otra (*)	Colombia	Otros servicios	28.831	-	1.651.327	-
Codensa S.A. ES.P. (5)	Otra (*)	Colombia	Préstamos e intereses por cobrar a empresas del grupo	-	-	93.450.867	-
Codensa S.A. E.S.P. (6)	Otra (*)	Colombia	Venta de energía	-	-	85.334.255	-
Enel Chile S.A	Otra (*)	Chile	Expatriados	24.176	-	24.176	-
Enel Global Trading SPA (7)	Otra (*)	Italia	Otros servicios	3.187	-	121.260	-
			Total	**$ 3.065.649**	**$ -**	**$ 182.940.465**	**$ -**

(*) 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 $14.370.

(1) La variación corresponde principalmente al incremento en la facturación del contrato por prestación de servicios de asistencia en la gestión y operación de los procesos de administración para el período octubre a diciembre 2020 y otros servicios 2020, entre Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. y Emgesa en $396.388.

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

(3) La variación corresponde a los reembolsos asociados al pago que se realiza a los empleados que se les hace efectiva la póliza por covid-19.

(4) La variación corresponde principalmente al pago recibido por la prestación de servicios por adiciones de cumplimiento obligatorio por temas ambientales de la PCH de Río Negro por ($1.419.311) y el pago recibido por la prestación de servicios al contrato de atención de emergencias por ($157.963).

(5) La variación corresponde al pago recibido de 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%, para el cierre de diciembre de 2020 no se presentaron créditos intercompañía.

(6) La variación corresponde a que en diciembre de 2019 no fue negociada la operación de factoring producto de la cartera por la venta de energía que se recaudaría en enero de 2020 la cual ascendia a $85.334.255.

(7) La variación corresponde al pago recibido por reembolso de costos asociados a la coordinación de evento Enel Day Trading América en junio 2019.

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
				Corriente	Corriente
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	(**)	Dividendos	$ 110.965.845	$ 91.872.043
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	(**)	Otros servicios	166.600	-
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Dividendos	104.434.894	86.464.868
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Colombia	Otra (*)	Compra de energía	17.208.261	11.768.298
Codensa S.A. E.S.P. (2)	Colombia	Otra (*)	Otros servicios	1.592.240	31.590
Enel Green Power Colombia S.A.S. (3)	Colombia	Otra (*)	Compra de energía	9.022.577	5.089.653
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Colombia	Otra (*)	Otros servicios	53.160	24.111
Enel Gl Th Generation SRL (4)	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos	8.511.985	370.609

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
				Corriente	Corriente
Enel Gl Th Generation SRL (5)	Italia	Otra (*)	Expatriados	1.056.071	369.686
Enel Produzione Spa (6)	Italia	Otra (*)	Estudios y proyectos	2.877.291	13.567.925
Enel Produzione Spa (5)	Italia	Otra (*)	Expatriados	350.468	1.144.993
Enel SPA (4)	Italia	Controladora	Servicios informáticos	1.786.709	-
Enel SPA (5)	Italia	Controladora	Expatriados	188.755	1.176.313
Enel SPA (7)	Italia	Controladora	Otros servicios	23.289	-
Enel Global Trading SPA (4)	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos	1.725.599	681.320
Enel Global Trading SPA (5)	Italia	Otra (*)	Expatriados	184.989	-
Enel Global Services (4)	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos	1.521.162	-
Enel Italia SRL (4)	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos	1.152.847	7.947.106
Enel Italia SRL (8)	Italia	Otra (*)	Otros servicios	-	713.694
Enel Italia SRL (5)	Italia	Otra (*)	Expatriados	–	293.514
Enel Generación Chile S.A. (9)	Chile	Otra (*)	Otros servicios	882.100	2.508.783
Enel Generación Chile S.A. (5)	Chile	Otra (*)	Expatriados	757.582	407.954
Enel Green Power Brasil Participações (5)	Brasil	Otra (*)	Expatriados	587.297	722.931
Enel Iberia (5)	España	Otra (*)	Expatriados	447.464	1.100.182
Cesi SPA (10)	Italia	Otra (*)	Otros servicios	7.061	400.534
C.G. Term. Fortaleza (5)	Brasil	Otra (*)	Expatriados	-	901.726
			Total	**$ 265.504.246**	**$ 227.557.833**

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

(**) El Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. es accionista del Grupo (Ver Nota 19).

(1) La variación corresponde principalmente al incremento en los estimados de peajes, Sistema de Transmisión Regional (STR), Sistema de Distribución Local (SDL) y facturación energía por $5.439.963.

(2) La variación principal corresponde al pago pendiente de los siguientes conceptos Servicios Cloud AWS por $875.077, Servicios mediante modalidad de DDV por $408.981, prestaciones sociales por cesión de contrato laboral por 235.299.

(3) La variación de $3.932.924 corresponde al saldo por pagar por concepto de compra de energía de los períodos septiembre a diciembre de 2020.

(4) La variación entre el 31 de diciembre de 2020 y el 2019 corresponde a la reclasificación de los servicios informáticos prestados por la compañía Enel Italia SRL, de acuerdo con la organización societaria informada por holding, relacionados con los proyectos Digital Worker Transformation, Governance-E4E SAP Renovables, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM, Online Monitoring e Infraestructure, Servicios Cyber Security-Digital Enebler, Intranet Applications y Global Travel.

(5) La variación corresponde a los movimientos de provisión año 2020 y pagos realizados por los costos del personal expatriado de España, Italia, Brasil y Chile en Colombia.

(6) La variación entre el 31 de diciembre de 2020 y el 2019 corresponde al pago los servicios de ingeniería para los proyectos BEPP (Best Environmental Practice Project) y Life Extensión de la Central Termozipa por $10.690.634.

(7) La variación corresponde a la adquisición a nivel global de la póliza de cubrimiento durante el año 2020 para los empleados por COVID 19 y el reembolso del gasto por $23.289.

(8) La variación entre el 31 de diciembre de 2020 y el 2019 corresponde al pago por Technical Fee Energy Management de Trading y Generación por los servicios técnicos realizados dentro del grupo empresarial, que responden a necesidades fundamentalmente de tipo estratégico y operativo prestados durante el 2019 por $713.694.

(9) La variación corresponde a los servicios de ingeniería para las plantas generadoras de energía – Termozipa proyecto adaptación medioambiental y extensión de la vida útil, durante el primer semestre de 2020 se realizó el pago por ($2.508.783) y provisión por $882.100.

(10) La variación se presenta por el pago de facturas relacionadas con los servicios de ingeniería según contrato marco para los embalses Muña y Central Paraíso por $393.473.

Transacciones con vinculados económicos efectos correspondientes a resultados:

Ingresos/ Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Codensa S.A. E.S.P.	Venta de Energía	$ 1.196.643.076	$ 1.081.372.827
Codensa S.A. ESP	Ingresos Financieros	899.998	1.467.623
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Otros servicios	862.960	375.266
Enel Green Power SPA	Otros Servicios	352.950	2.588.922
Enel GL TH Generation	Otros servicios	192.092	155.491
Enel GL TH Generation	Diferencia en cambio	188.712	270
C.G. Term. Fortaleza	Otros Servicios	186.451	-
Enel Green Power Brasil Participações	Diferencia en cambio	135.634	14.706
Enel Produzione S.P.A.	Diferencia en cambio	120.517	359.209
Enel Produzione S.P.A.	Otros Servicios	-	3.034
Enel Global Services	Diferencia en cambio	78.852	-
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	46.965	-
Enel S.P.A.	Otros servicios	42.989	100.375
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	44.267	46.059
Cesi SPA	Diferencia en cambio	26.199	5.960
Enel Iberoamérica SRL	Otros Servicios	21.732	-
Enel Global Trading SPA	Diferencia en cambio	17.775	-
Enel Italia Srl	Diferencia en cambio	-	135.537
Enel Chile	Diferencia en cambio	-	22.718
		$ 1.199.861.169	**$ 1.086.647.997**

Costos y gastos/Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Codensa S.A. E.S.P.	Transporte de energía	$ 163.718.343	$ 147.804.789
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Otros Servicios	31.330.975	23.857.317
Enel Gl Th Generation SRL	Otros Servicios	3.475.002	952.385
Enel Gl Th Generation SRL	Diferencia en Cambio	80.950	2.964
Fundación Enel	Donaciones	2.618.000	842.195
Enel Global Trading SPA	Otros Servicios	2.065.131	679.997
Enel Global Trading SPA	Diferencia en cambio	11.464	1.023
Enel Global Services	Otros Servicios	1.940.152	-
Enel Global Services	Diferencia en cambio	5.803	-
Enel S.P.A.	Otros Servicios	1.424.615	1.668.630
Enel S.P.A.	Diferencia en Cambio	74.342	11.386
Enel Iberoamérica SRL	Otros Servicios	490.800	818.356
Grupo Energía Bogota	Otros Servicios	474.810	9.365
Enel Italia SRL	Otros Servicios	391.746	5.021.572
Enel Italia SRL	Diferencia en cambio	60.167	25.864
Enel Produzione S.P.A.	Diferencia en cambio	206.254	137.140
Enel Produzione S.P.A.	Otros Servicios	43.497	-
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	192.173	41.920
Enel Generación Chile S.A.	Otros Servicios	-	2.253
Cesi SPA	Otros Servicios	45.922	223.931
Cesi SPA	Diferencia en cambio	14.732	10.063
Enel Fortuna	Otros Servicios	-	200.314
Enel Fortuna	Diferencia en cambio	-	2.713
C.G. Term. Fortaleza	Otros Servicios	-	160.929
Enel Chile	Otros Servicios	-	1.720
		$ 208.664.878	**$ 182.476.826**

Junta Directiva y personal clave de la Gerencia

Junta Directiva

Emgesa S.A. E.S.P. 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 2020, fue elegida por la Asamblea General de Accionistas en sesión ordinaria llevada a cabo el 25 de marzo de 2020 con una modificación aprobada por la Asamblea General de Accionistas en sesión extraordinaria llevada a cabo el 29 de julio de 2020. En Emgesa 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 15 de julio de 2020.

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 25 de marzo de 2020 es de USD$1.000(*), después de impuestos, por asistencia a cada sesión de la Junta Directiva, esta remuneración no fue modificada en la sesión extraordinaria de la Asamblea de Accionistas celebrada el pasado 29 de julio de 2020.

(*) Cifras en dólares.

De acuerdo con las actas de Asamblea General de Accionistas números 103 celebrada el 25 de marzo de 2020 y 104 celebrada el 29 de julio de 2020, 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	Luisa Fernanda Lafaurie	Oscar Sanchez Arévalo*
Quinto	Juan Ricardo Ortega López*	Andrés Baracaldo Sarmiento
Sexto	Álvaro Villasante Losada	Felipe Castilla Canales
Séptimo	Martha Veleño Quintero	Luis Javier Castro Lachner

* Designaciones aprobadas por la Asamblea General de Accionistas en sesión extraordinaria llevada a cabo el pasado 29 de julio de 2020.

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 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Lafaurie Luisa Fernanda	$ 50.430	$ 44.792
Rubio Diaz Lucio	50.430	40.989
Vargas Lleras José Antonio	50.430	40.906
Villasante Losada Alvaro	50.430	37.705
Caldas Rico Andrés	46.627	44.792
Veleño Quintero Martha Yaneth	38.173	–
Ortega López Juan Ricardo	20.851	–
Moreno Restrepo Ernesto	17.322	–
Alvarez Hernández Gloria Astrid	12.257	22.095

Tercero	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Alarcón Mantilla Luis Fernando	8.454	29.502
Jimenez Rodriguez Diana Marcela	3.810	–
Baracaldo Sarmiento Andres	–	15.382
Galarza Naranjo Rodrigo	3.803	15.290
Merizalde Arico Camila	–	10.603
Total general	**$ 353.017**	**$ 302.056**

Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. cuenta con una Junta Directiva compuesta por tres (3) miembros principales, cada uno de ellos con un suplente personal, elegidos por la Asamblea General de Accionistas.

Los miembros principales y suplentes de la Junta Directiva serán elegidos para períodos de dos (2) años y podrán ser reelegidos indefinidamente o removidos libremente antes del vencimiento de su período. Si la Asamblea General de Accionistas no hiciere nueva elección de directores, se entenderá prorrogado su mandato hasta tanto se efectúe nueva designación. La Junta Directiva vigente al 31 de diciembre de 2020 fue elegida por la Asamblea General de Accionistas en su sesión No. 16 llevada a cabo el día 24 de marzo de 2020.

La Asamblea de Accionistas no ha fijado asignaciones a los miembros de la Junta Directiva.

La composición de la Junta Directiva a 31 de diciembre de 2020 es como sigue:

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Marco Fragale	Gustavo Gómez Cerón
Segundo	Lorena del Rosario Rojas Donado	Francesco Cirillo
Tercero	Fernando Javier Gutierrez Medina	Jose Arturo López Rodríguez

Personal clave de la Gerencia

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

Nombre	Cargo
Lucio Rubio Díaz	Director General Colombia
Marco Fragale	Gerente General Emgesa
Michele Di Murro	Gerente Administrativo y Financiero

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la gerencia del 1 de enero al 31 de diciembre de 2020 se relacionan a continuación. Estas remuneraciones incluyen los salarios y beneficios a corto y largo plazo (bono anual por cumplimiento de objetivos y bono LTI).

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Remuneraciones	$ 2.347.934	$ 2.505.015
Beneficios a largo plazo	1.223.991	1.096.305
Beneficios a corto plazo	599.882	440.456
	$ 4.171.807	**$ 4.041.776**

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

El Grupo 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 2020 el Grupo no cuenta con beneficio de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia ni ha constituido garantía a favor de los mismos.

Al 31 de diciembre del año 2020 no hay pagos de indemnizaciones por terminación de contrato.

9. Inventarios, neto

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Carbón (1)	$ 34.217.151	$ 33.220.870
Elementos y accesorios de energía, neto (2)	26.963.349	17.899.936
Fuel Oíl (3)	22.321.322	31.098.817
Bonos de Carbono CO2 (4)	18.698.015	-
Total Inventarios	**$ 102.199.837**	**$ 82.219.623**

(1) Carbón (Central Termozipa): En 2020 la operación de la Central Termozipa registró un incremento en los volúmenes de compra del 4% con respecto al 2019, debido a que durante la mayor parte del año se presentó déficit en los aportes hidrológicos hacia los embalses del SIN (Sistema interconectado nacional). Esta condición energética ocasionó en el SIN (Sistema interconectado nacional) el incremento del despacho de las centrales térmicas a carbón, principalmente en el primer semestre de 2020 y, por consiguiente, el aumento de los consumos y compras del combustible en la Central Termozipa.

(2) Los elementos y accesorios están compuestos:

	Al 30 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Repuestos y materiales (a)	$ 26.981.628	$ 18.091.252
Provisión de Materiales (b)	(18.279)	(191.316)
Total elementos y accesorios de energía, neto	**$ 26.963.349**	**$ 17.899.936**

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

(b) Al 31 de diciembre de 2020 se presenta utilización de provisión de obsolescencia correspondiente a materiales de las centrales Termozipa y Cartagena por $184.105 y $6.564 respectivamente.

(3) Adicionalmente se realiza dotación de provisión por $17.632 para la central Termozipa, el valor de la provisión por obsolescencia es reconocido en los otros gastos fijos de explotación.

(4) Fuel Oil (Central Cartagena): Al 31 de diciembre de 2020 la reducción del inventario se debe a que los consumos y compras de combustóleo para la Central Cartagena presentaron una disminución del 55% y 89% respectivamente frente a 2019, lo cual se explica por menores requerimientos de generación de seguridad del área Caribe, originados por los cambios topológicos en la red eléctrica para reducir dichos requerimientos. Adicionalmente, en algunos períodos, la Central Cartagena operó con gas natural comprado en el mercado spot.

Al 31 de diciembre se reconocen bonos de carbono CO2, cuyo valor razonable es de $18.755.788 correspondiente a 2.961.628 certificados por reducción de emisiones CO2 de los años 2015–2018 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Dario Valencia Samper, Salto II y Tequendama, así mismo se realizó la venta de 8.291 certificados CO2 a Primax Colombia con impacto en el inventario por ($57.773).

El valor de los inventarios reconocido como gasto durante el período, corresponde a los consumos para la generación de energía (Ver Nota 21).

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo no presenta inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas.

10. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Derechos (1)	$ 42.875.958	$ 44.561.706
Costos de desarrollo	1.495.917	1.596.805
Licencias	3.121.800	4.330.182
Programas informáticos (2)	25.799.348	36.454.551
Otros activos intangibles identificables	37.766.241	27.524.307
Construcciones y avances de obras	29.672.371	25.688.809
Otros recursos intangibles	8.093.870	1.835.498
Activos intangibles, neto	**$ 111.059.264**	**$ 114.467.551**
Costo		
Derechos (1)	$ 87.751.243	$ 86.547.141
Costos de desarrollo	5.335.542	5.335.542
Licencias	20.965.096	20.829.112
Programas informáticos (2)	65.281.842	59.591.292
Otros activos intangibles identificables	43.055.991	32.002.353
Construcciones y avances de obras	29.672.371	25.688.809
Otros recursos intangibles (3)	13.383.620	6.313.544
Activos intangibles, bruto	**$ 222.389.714**	**$ 204.305.440**
Amortización		
Derechos (1)	$ (44.875.285)	$ (41.985.435)
Costos de desarrollo	(3.839.625)	(3.738.737)
Licencias	(17.843.296)	(16.498.930)
Programas informáticos (2)	(39.482.494)	(23.136.741)
Otros activos intangibles identificables	(5.289.750)	(4.478.046)
Amortización acumulada de activos intangibles	**$ (111.330.450)**	**$ (89.837.889)**

(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 Río 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 al 31 de diciembre de 2020 y 2019 corresponde a $2.889.850 y $2.484.120, respectivamente.

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 con la vigencia de los beneficios tributarios, en el 2020 se presenta un incremento por $1.204.102.

(2) La variación en el 2020 corresponde principalmente a:

(a) Adiciones por software asociados con los proyectos: Local system Colombia (desarrollo de nuevas soluciones) $963.264; EM Control Room analisys (centro monitoreo energía y gas) $894.072; Plant Control System (Sistemas de control en plantas Hydro $521.872; proyecto facturación electrónica $379.938; Hidrology repository (sistema de gestión de información hidrológica) por $302.970; proyecto de gestión de mercados $251.069; proyecto Ludycommerce (módulo nominación de gas) $249.566; proyecto Global CKS (sistema de gestión de documentos técnicos) $245.019; proyecto Plant Information (mejora calidad y disponibilidad de datos) $222.304; INGEN y Local system Colombia (desarrollo de nuevas soluciones) $193.062; proyecto Digital Waste (digitalización procesos digitalización de residuos) $181.576; nuevos desarrollos en el sistema de información comercial $136.293; proyecto Global Tam (plataforma Web data maestra de materiales) $103.805; Desarrollos gestion legal $85.052; proyecto P-Way (control inspecciones plantas) $78.593; proyecto Volopt (software desarrollo operaciones) $51.802; proyecto Mape (desarrollo para conversión y análisis de variables) $51.563; otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT, renovables y trading $914.715.

(b) Amortización al 31 de diciembre de 2020 por $16.345.753.

(3) Durante el año 2020 se realiza el traslado a operación del muelle fijo de Sociedad Portuaria por $7.070.077.

Infraestructura enmarcada dentro del contrato de concesión portuaria con la Agencia Nacional y conforme a lo establecido en CINIF 12 por $ 1.560.017.

La composición y movimientos del activo intangible es la siguiente:

	Costos de Desarrollo	Derechos	Licencias	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables		Activos Intangibles
					Construcciones y avances de obras	Otros recursos intangibles	
Saldo Inicial 31/Dic/18	**$ 2.412.498**	**$ 43.820.713**	**$ 6.641.500**	**$ 20.945.478**	**$ 5.215.185**	**$ 755.818**	**$ 79.791.192**
Movimientos en activos intangibles 2019							
Adiciones (*)	–	–	–	–	40.734.492	–	40.734.492
Traspasos	–	3.225.114	129.229	23.168.000	(26.522.343)	–	-
Otros incrementos (decrementos)	–	–	–	–	6.261.475	1.560.017	7.821.492
Amortización	(815.693)	(2.484.121)	(2.440.547)	(7.658.927)	–	(480.337)	(13.879.625)
Total movimientos en activos intangibles identificables	**(815.693)**	**740.993**	**(2.311.318)**	**15.509.073**	**20.473624**	**1.079.680**	**34.676.359**
Saldo Final 31/Dic/19	**$ 1.596.805**	**$ 44.561.706**	**$ 4.330.182**	**$ 36.454.551**	**$ 25.688.809**	**$ 1.835.498**	**$ 114.467.551**
Movimientos en activos intangibles 2020							
Adiciones (*)	–	–	–	–	18.084.275	-	18.084.275
Traspasos		1.204.103	135.984	5.690.550	(14.100.713)	7.070.076	-
Amortización	(100.888)	(2.889.851)	(1.344.366)	(16.345.753)	–	(811.704)	(21.492.562)
Total movimientos en activos intangibles identificables	**(100.888)**	**(1.685.748)**	**(1.208.382)**	**(10.655.203)**	**3.983.562**	**6.258.372**	**(3.408.287)**
Saldo Final 31/12/2020	**$ 1.495.917**	**$ 42.875.958**	**$ 3.121.800**	**$ 25.799.348**	**$ 29.672.371**	**$ 8.093.870**	**$ 111.059.264**

Al cierre de diciembre de 2020 se registraron adiciones correspondientes a:

Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2020
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT, renovables y trading	$ 2.553.089
Global Energy Assets (Plataforma de licitación)	1.829.149
DWT(portal de gestión paradas centrales)	1.722.666
Governance (centralización plataformas SAP)	1.537.977
Cybersecurity (seguridad de funcionamiento centrales)	1.431.793
Prima Estabilidad jurídica Quimbo	1.204.102
Energy Management	1.012.886
People Global Travel	960.761
Control Room Analisys (desarrollo gestión comercial activos de generación y gas)	894.072
Plan information, measurement, robotic y drones y digital report (mejora en calidad de datos)	861.039
Legalización provisión año 2019; reclasificación de IVA activos fijos reales productivos Muelle fijo Sociedad Portuaria	808.602
Mape (desarrollo para conversión y análisis de variables)	626.301
Nuevo portal WEB Emgesa	615.676
Global Operational (Homogenización global de procesos)	577.108
VELIQ (sistema para validaciones de facturación de mercado)	516.645
HSEQ (herramienta digital para la gestión integrada de actividades de sostenibilidad, mejora continua y excelencia operacional)	393.452
Hidrology repository (sistema de gestión de información hidrológica)	302.970
Proyecto facturacion electrónica	235.987
Total	**$ 18.084.275**

Al 31 de diciembre de 2020 el Grupo no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 31 de diciembre de 2020, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

Al 31 de diciembre de 2020 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de los activos intangibles, los cuales presentan cambios para las licencias y los programas informáticos, de acuerdo con el estudio contrato por casa matriz, al cierre del ejercicio no se identificó indicios de deterioro.

11. Propiedades, planta y equipo, neto

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Plantas y equipos	$ 7.587.205.160	$ 7.499.647.231
Plantas de generación hidroeléctrica	6.872.796.819	6.906.067.769
Plantas de generación termoeléctrica	714.408.341	593.579.462
Construcción en curso (1)	199.527.543	285.060.839
Terrenos	268.935.086	268.948.319
Edificios	50.792.808	50.586.126
Instalaciones fijas y otras	14.689.071	14.837.229
Instalaciones fijas y accesorios	6.994.672	6.820.626
Otras instalaciones	7.694.399	8.016.603
Arrendamientos financieros	7.309.997	11.910.825
Instalaciones fijas y otras	208.668	1.119.863
Activos por uso NIIF 16	7.101.329	10.790.962
Edificios	935.088	4.841.529
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	6.166.241	5.949.433
Propiedades, plantas y equipos, neto	**$ 8.128.459.665**	**$ 8.130.990.569**
Costo		
Plantas y equipos	$ 11.217.694.725	$ 10.920.730.048
Plantas de generación hidroeléctrica	10.061.067.886	9.933.277.555
Plantas de generación termoeléctrica	1.156.626.839	987.452.493
Construcción en curso	199.527.543	285.060.839
Terrenos	268.935.086	268.948.319
Edificios	96.646.751	94.681.947
Instalaciones fijas y otras	79.623.055	77.042.272
Instalaciones fijas y accesorios	32.967.329	32.260.879
Otros instalaciones	46.655.726	44.781.393
Arrendamientos financieros	20.292.827	19.301.956
Instalaciones fijas y otras	2.381.818	3.788.344
Activos por uso NIIF 16	17.911.009	15.513.612
Edificios	4.215.077	6.307.350
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	13.695.932	9.206.262
Propiedades, plantas y equipos, bruto	**$ 11.882.719.987**	**$ 11.665.765.381**
Depreciación		
Plantas y equipos (*)	$ (3.630.489.565)	$ (3.421.082.817)
Plantas de generación hidroeléctrica	(3.188.271.067)	(3.027.209.786)
Plantas de generación termoeléctrica	(442.218.498)	(393.873.031)
Instalaciones fijas y otras	(64.933.984)	(62.205.043)
Instalaciones fijas y accesorios	(25.972.657)	(25.440.253)
Otras instalaciones	(38.961.327)	(36.764.790)
Edificios	(45.853.943)	(44.095.821)
Arrendamientos financieros	(12.982.830)	(7.391.131)
Instalaciones fijas y otras	(2.173.150)	(2.668.481)
Activos por uso NIIF 16	(10.809.680)	(4.722.650)
Edificios	(3.279.989)	(1.465.821)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(7.529.691)	(3.256.829)
Depreciación acumulada	**$ (3.754.260.322)**	**$ (3.534.774.812)**

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

(1) Corresponde a las inversiones efectuadas por el Grupo al 31 de diciembre de 2020, 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 2020 son: proyecto Life extension y Beep Others de Termozipa; recuperación de estructuras civiles y obras adicionales Vía Gigante Quimbo; provisiones ambientales río Bogotá (Muña); obras túnel batatas y recuperación de estatores unidad 5 Guavio; sistema de automatización y telecontrol Guaca, Paraíso y Pagua.

Central	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
CC-Termozipa	$ 83.474.871	$ 202.815.021
CH-Quimbo	49.751.450	41.391.074
CH-Muña	23.497.719	–
CH-Guavio	17.334.983	14.091.185
CF-Cartagena	12.034.454	3.468.897
CH-Pagua (Guaca –Paraíso)	9.655.964	10.980.394
Otras Inversiones	3.719.905	2.563.219
CH-Centrales menores Rio Bogotá	58.197	8.430.387
CH-Betania	–	1.320.662
Total Construcciones en Curso	**$ 199.527.543**	**$ 285.060.839**

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

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

Movimiento en propiedad, planta y equipo	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos		Instalaciones Fijas y accesorios		Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo
				Plantas de Generación Hidroeléctrica	Plantas de Generación Termoeléctrica	Instalaciones Fijas y accesorios	Otros Instalaciones		
Saldo inicial 31/dic/2018	**$ 306.625.962**	**$ 268.904.705**	**$ 48.635.465**	**$ 6.864.184.366**	**$ 537.242.911**	**$ 5.687.807**	**$ 8.123.794**	**$ 4.085.524**	**$ 8.043.490.534**
Movimiento en propiedad, planta y equipo 2019									
Adiciones	313.050.187	–	–	–	–	–	–	–	313.050.187
Traspasos	(328.353.835)	281.046	11.142.330	202.621.006	108.920.938	2.030.401	3.358.114	–	–
Retiros	–	(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)	(1.905.288)	(6.141.876)	(228.351.251)
Otros incrementos	6.261.475	–	–	–	–	–	(1.560.017)	15.513.612	7.692.120
Total movimientos	**(21.565.123)**	**43.614**	**1.950.661**	**41.883.403**	**56.336.551**	**1.132.819**	**(107.191)**	**7.825.301**	**87.500.035**
Saldo final 31/dic/19	**$ 285.060.839**	**$ 268.948.319**	**$ 50.586.126**	**$ 6.906.067.769**	**$ 593.579.462**	**$ 6.820.626**	**$ 8.016.603**	**$ 11.910.825**	**$ 8.130.990.569**
Movimiento en propiedad, planta y equipo 2020									
Adiciones (a)	218.998.949	–	–	–	–	–	–	–	218.998.949
Traspasos(b)	(305.172.169)	–	1.964.803	128.683.631	171.102.515	1.198.299	2.222.921	–	–
Retiros (c)	–	(13.233)	–	(355.004)	(792.708)	(48.277)	-	(375.073)	(1.584.295)
Gasto por depreciación	–	–	(1.758.121)	(162.629.499)	(49.480.928)	(975.976)	(2.545.125)	(6.623.152)	(224.012.801)
Otros incrementos (decrementos) (d)	639.924	–	–	1.029.922	–	–	–	2.397.397	4.067.243
Total movimientos	**(85.533.296)**	**(13.233)**	**206.682**	**(33.270.950)**	**120.828.879**	**174.046**	**(322.204)**	**(4.600.828)**	**(2.530.904)**
Saldo final 31/12/2020	**$ 199.527.543**	**$ 268.935.086**	**$ 50.792.808**	**$ 6.872.796.819**	**$ 714.408.341**	**$ 6.994.672**	**$ 7.694.399**	**$ 7.309.997**	**$ 8.128.459.665**

(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 período:

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2020
CH-Quimbo	Recuperación de estructuras civiles. Fueron ejecutadas obras necesarias para la mejora en el desempeño de las obras civiles del embalse, obras asociadas a vía perimetral, así como atender obras adicionales y compromisos derivados de obligaciones ambientales generadas durante la construcción de central.	$ 61.464.261
CC-Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, Proyecto Life Extensión y mejoramiento ambiental BEEP, acuerdo de Transacción Enel–AFW DNOX	46.656.412
CH-Muña	Constitución de provisiones ambientales del embalse de Muña, Plan de Manejo Ambiental (PMA); Construcción de tres plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR Sibaté) y Plan de Reducción del Impacto de Olores ofensivos; pago del 50% de los predios de la planta de tratamiento de aguas residuales de Sibaté; recuperación Bocatoma; sistema de turbina de la central	28.270.783
CH-Guavio	Obras Túnel Chivor -Batatas Guavio; regulador de tensión; recuperación rodetes y turbina de la central	27.559.575
Otras inversiones	Obras civiles y mobiliarios centrales Hidroeléctricas y térmicas; Obras civiles por deslizamiento Vía Gigante Garzón	17.756.384
CF-Cartagena	Sistema de Chimenea U3 y recuperación calderas central unidades 2 y 3	11.922.084
CH-Centrales menores	Modernización equipos de Patio central Tequendama; estructura de descarga Bocatoma y sistema de turbina central Laguneta; sistemas auxiliares y de turbina central Tequendama; Cargadores de baterías y sistema de refrigeración Darío valencia; Servicios auxiliares central; recuperación sistema de turbina Betania	10.196.359
CH-Pagua	Automatización y telecontrol centrales; modernización cargadores de baterías central Paraíso; sistemas de turbina Guaca y Paraíso; estabilización talud Paraíso.	9.534.361
CH-Guaca	Automatización y telecontrol; sistema de turbinas	5.638.730
Total Variación		**$ 218.998.949**

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

(b) Al 31 de diciembre de 2020, 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 2020	
Central	**Total activación**
CC-Termozipa	$ 167.889.676
CH-Quimbo	63.232.694
CH-Guavio	24.474.751
CH- Guaca y Paraíso	18.046.075
CH-Muña	9.373.388
CH-Centrales menores (Rio Bogotá)	8.680.719
CH-Tequendama	4.617.369
CH-Betania	3.460.614
CF-Cartagena	3.368.211
Otras inversiones	2.028.672
Total	**$ 305.172.169**

(c) Al 31 de diciembre de 2020 se realizan bajas por $1.584.295 correspondientes a: Centrales termoeléctricas $840.985; Vehículos renting $375.074; centrales hidroeléctricas $355.004; y predios centrales hidráulicas $13.223.

(d) Al 31 de diciembre de 2020 los otros incrementos/decrementos corresponden a: Provisión de desmantelamiento planta agua central Termozipa $639.924; Actualización VPN desmantelamiento central Quimbo por efecto de tasa, de acuerdo a la CINIIF1 $1.029.922; arrendamientos financieros de acuerdo con IFRS 16 $2.397.397.

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

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

Al 31 de diciembre de 2020 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de la propiedad, planta y equipo y no presentan cambios, así mismo no se identificó indicios de deterioro.

(1) Arrendamiento financiero

Corresponden principalmente a los acuerdos de arrendamiento financiero de vehículos establecidos principalmente con Transportes Especializados JR S.A.S. y ADL Automotive destinados para apoyar la operación del Grupo y vehículos manageriales; y de edificios para las oficinas del Grupo con Patrimonios Autónomos Fiduciaria Bogotá, Empresa Inmobiliaria de Cundinamarca y Gestión inmobiliaria.

Los plazos de los contratos en promedio oscilan entre 16 y 49 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 50,46%, ADL Automotive en un 33.24%, Compañía Naviera del Guavio Ltda. en un 14,57%, Avis Mareauto en un 1.53%y Neandertal con un 0.41%, los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 48 cuotas.

Por otro lado, el saldo de edificios en un 53,58% corresponde al contrato con Patrimonios Autónomos Fiduciaria Bogotá, el 38,35% con Caldwell Management S.A.S y otros con 8.07% los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 10 cuotas.

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.

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 2020			Al 31 de diciembre de 2019		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Inferior a un año	$ 6.120.195	$ 364.387	$ 5.755.808	$ 5.495.137	$ 648.077	$ 4.847.060
Posterior a un año pero menor de cinco años	1.953.638	115.677	1.837.961	7.229.652	526.391	6.703.261
Total	**$ 8.073.833**	**$ 480.064**	**$ 7.593.769**	**$ 12.724.789**	**$ 1.174.468**	**$ 11.550.321**

A continuación, el movimiento de los activos por uso correspondientes al 2020:

	Edificios	Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	Instalaciones fijas y otras	TOTAL
Saldo inicial a enero de 2020	**$ 4.841.529**	**$ 5.949.433**	**$ 1.119.863**	**$ 11.910.825**
Adiciones	-	4.489.670	-	$ 4.489.670
Otros	(2.092.273)	-	(1.406.526)	(3.498.799)
Depreciación	(1.814.168)	(4.272.862)	495.331	(5.591.699)
Total movimientos año 2020	(3.906.441)	216.808	(911.195)	(4.600.828)
Saldo a 31 de diciembre de 2020	**$ 935.088**	**$ 6.166.241**	**$ 208.668**	**$ 7.309.997**

A continuación, el movimiento de los activos por uso correspondientes al 2019:

	Edificios	Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	Instalaciones fijas y otras	TOTAL
Saldo inicial a enero de 2019	**$ -**	**$ -**	**$ 4.085.524**	**$ 4.085.524**
Adiciones	5.911.843	9.384.230	-	$ 15.296.073
Otros	395.507	(177.968)	(297.180)	(79.641)
Depreciación	(1.465.821)	(3.256.829)	(2.668.481)	(7.391.131)
Total movimientos año 2019	**4.841.529**	**5.949.433**	**(2.965.661)**	**7.825.301**
Saldo a 31 de diciembre de 2019	**$ 4.841.529**	**$ 5.949.433**	**$ 1.119.863**	**$ 11.910.825**

El estado consolidado de resultados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, incluye $211.811 y $254.932, respectivamente, correspondiente al pago de los siguientes contratos:

Sedes administrativas	Fecha inicial	Fecha final	Opción de compra
Local cafetería 82-Zona E	ene-19	abr-21	No
Oficina Cali	abr-19	mar-22	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 2020, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Pagos futuros mínimos del arrendamiento no cancelables, arrendatarios	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
No posterior a un año (*)	$ 103.740	$ 10.800
Posterior a un año pero menor de cinco años (*)	11.086	-
	$ 114.826	**$ 10.800**

(*)Los valores no incluyen IVA

Pólizas de seguro

Las siguientes son las pólizas para la protección de bienes del Grupo:

Bien asegurado	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (Cifras expresadas en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
Patrimonio de la empresa	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD 233 millones en exceso de EUR 200 millones)	USD 233.960	01/11/2021	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD $ 200 millones en exceso de USD $ 20 millones	USD 200.000	31/10/2021	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual	USD 20.000	01/11/2021	Axa Colpatria
	Responsabilidad civil ambiental	USD 20.000	31/10/2021	SBS
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMACC – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria.	USD 1.169.800 (Límite Indemnización)	1/11/2021	Mapfre Seguros Colombia
Vehículos	Responsabilidad Civil Extracontractual	$3.000.000 por vehículo	02/01/2021	Mapfre Seguros Colombia
Mercancías y bienes	Transporte de mercancías	$5.000.000 por despacho	31/07/2021	HDI Seguros S.A.

(*) Los contratos de las pólizas del Grupo son firmados en dólares y pesos.

12. Pasivos financieros

	Al 31 de diciembre de 2020			Al 31 de diciembre de 2019		
	Corriente		No Corriente	Corriente		No Corriente
	Capital	Intereses		Capital	Intereses	
Bonos emitidos (1)	$ 826.340.000	$ 72.763.407	$ 1.856.720.301	$ 241.043.837	$ 78.740.276	$ 2.681.981.368
Obligaciones por leasing (2)	5.918.438	48.180	1.762.822	4.836.045	11.005	6.703.275
Instrumentos derivados (3)	1.712.125	–	29.344	4.560.865	-	–
Línea de Crédito	168.249	-	-			
	$ 834.138.812	**$ 72.811.587**	**$ 1.858.512.467**	**$ 250.440.747**	**$ 78.751.281**	**$ 2.688.684.643**

(1) La variación de bonos a diciembre de 2020 se da principalmente, por la recompra de bonos B6-14 por ($51.050.000) en el mes de abril y el pago de bonos B6-14 Quimbo por ($131.070.000) y B6-14 ($58.950.000), cuya fecha de vencimiento para ambos tramos fue el 16 de mayo de 2020. A su vez está incluida en la variación con efecto cero la reclasificación de largo plazo a corto plazo por $826.340.000.

En deuda financiera el Grupo tiene vigentes seis (6) emisiones de bonos en el mercado local, bajo el programa de emisión y colocación de bonos del Grupo 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 2020:

Programa de emisión y colocación de bonos ordinarios del Grupo en el mercado local

El Grupo 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, el Grupo había ofrecido y colocado ocho (8) emisiones de bonos (también referidas como "Tramos" de acuerdo con 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 del Grupo 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 2020 no se presentó emisión de bonos.

A continuación, se describen las condiciones financieras generales del programa de emisión y colocación de bonos del Grupo 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.
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

Clase de Títulos	Bonos Ordinarios
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.

El Grupo 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 2020	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 2020	$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 2020	$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.2020	$216.776	
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2020	$499.999.786	
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.2020	$172.171	
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2020	$363.029.828	
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 24 de abril de 2020 se efectuó el pago por abono extraordinario de los bonos de la Sub-serie B6 por $51.050.000, y el 16 de mayo de 2020 se efectuó un pago por vencimiento de los bonos de la Sub-serie B6-14 $ 188.520.000.

Sexto Tramo:

Valor total colocado	$590.000.000 así:	
	Sub-serie B6:	$241.070.000
	Sub-serie B10:	$186.430.000
	Sub-serie B16:	$162.500.000
Costos de transacción al 31 de dic.2020	$221.136	
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2020	$348.929.779	
Valor nominal por bono	$10.000	

Plazo de emisión	Sub-serie B6: 6 años
	Sub-serie B10: 10 años
	Sub-serie B16: 16 años
Fecha de emisión	16 de mayo de 2014
Fecha de vencimiento	Sub-serie B6: 16 de mayo de 2020
	Sub-serie B10: 16 de mayo de 2024
	Sub-serie B16: 16 de mayo de 2030
Tasa cupón	Sub-serie B6: IPC + 3,42% E.A.
	Sub-serie B10: IPC + 3,83% E.A.
	Sub-serie B16: IPC + 4,15% 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.

Séptimo Tramo:

Valor total colocado	$525.000.000, así:	
	Sub-serie B3:	$234.870.000
	Sub-serie B7:	$290.130.000
Costos de transacción al 31 de dic.2020	$129.825	
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2020	$290.129.870	
Valor nominal por bono	$10.000	
Plazo de emisión	Sub-serie B3: 3 años	
	Sub-serie B7: 7 años	
Fecha de emisión	11 de febrero de 2016	
Fecha de vencimiento	Sub-serie B3: 11 de febrero de 2019	
	Sub-serie B7: 11 de febrero de 2023	
Tasa cupón	Sub-serie B3: IPC + 3,49% E.A.	
	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 (*):

Valor total colocado	$300.000.000 así:	
	Sub-serie E6:	$300.000.000
Costos de transacción al 31 de dic.2020	$132.812	
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2020	$299.999.867	
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, el Grupo 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 el Grupo, denominados en pesos y pagaderos en dólares.

De acuerdo con el Offering Memorandum el Grupo pagó los intereses en el 2019, a una tasa final de 8,71%.

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.2020	$ 0
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2020	$736.760.000
Uso de los fondos	Financiamiento de nuevos proyectos como El Quimbo y refinanciamiento de otras obligaciones financieras, además de otros usos generales del Grupo.
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 2020 es el siguiente:

		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**	**Total no corriente**
Programa Segundo Tramo B104-15	10%	$ 576.111	$ -	$ 576.111	$ -	$ -	$ 55.500.000	$ -	$ -	$ 55.500.000
Programa Tercer Tramo B105-12	10%	1.668.078	89.580.000	91.248.078	-	-	-	-	-	-
Bono exterior Z47	9%	97.664.810	-	97.664.810	-	-	-	-	-	-
Bono exterior Z58	9%	701.841.030	-	701.841.030	-	-	-	-	-	-
Programa Cuarto Tramo B10	7%	772.202	-	772.202	299.913.284	-	-	-	-	299.913.284
Programa Cuarto Tramo B15	7%	526.899	-	526.899	-	-	-	-	199.872.951	199.872.951
Programa Quinto Tramo B12	8%	1.330.417	-	1.330.417	-	-	-	362.857.839	-	362.857.839
Programa Sexto Tramo B16	8%	1.139.600	-	1.139.600	-	-	-	-	162.382.555	162.382.555
Programa Sexto Tramo B10	7%	1.234.630	-	1.234.630	-	-	186.326.309	-	-	186.326.309
Programa Séptimo Tramo B-7	8%	2.468.808	-	2.468.808	-	290.000.175	-	-	-	290.000.175
Programa Octavo Tramo E6	8%	300.822	-	300.822	299.867.188	-	-	-	-	299.867.188
Total bonos		**$ 809.523.407**	**$ 89.580.000**	**$ 899.103.407**	**$ 599.780.472**	**$ 290.000.175**	**$ 241.826.309**	**$ 362.857.839**	**$ 362.255.506**	**$ 1.856.720.301**

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**

(2) A continuación, se presenta el movimiento del leasing a cierre de diciembre de 2020.

	Edificios	Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	Antes de IFRS16	TOTAL
Saldo final a diciembre 2019	**$ 4.978.349**	**$ 6.258.803**	**$ 313.173**	**$ 11.550.325**
Nuevos contratos (a)	-	2.421.917	-	2.421.917
Terminación contratos anticipado (b)	(2.354.577)	-	-	(2.354.577)
Amortizaciones y reclasificaciones	(1.134.785)	(2.488.665)	(264.775)	(3.888.225)
Total movimientos año 2020	(3.489.362)	(66.748)	(264.775)	(3.820.885)
Total pasivos por arrendamientos NIIF 16	**$ 1.488.987**	**$ 6.192.055**	**$ 48.398**	**$ 7.729.440**

Las tasas efectivas anuales de los contratos para el 2020 oscilan de 5,72% al 14,08% y para el 2019 oscilan de 6,74% a 13,25%.

(a) El incremento en contratos de medio de transporte corresponde al nuevo contrato con ADL AUTOMOVILE para vehículos manageriales por la suma de $2.421.917.

(b) La disminución en contratos de Edificios en el año 2020 corresponde a la terminación anticipada de 3 contratos por entrega de oficinas por COVID-19, estas son:

Tercero	Oficina	Valor
Patrimonios autónomos	ARR. OF Q93	$ 2.159.471
Empresa Inmobiliaria de Cundinamarca	ARR. LOCAL CAFETERIA 82	113.797
Jairo Alberto Baquero Prada	ARR. OFICINA CGM	81.309
		$ 2.354.577

En el año 2020 para 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.

Los importes reconocidos en el estado consolidado de resultados a 31 de diciembre de 2019 y 2020 es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Pagos por arrendamiento	$ (6.232.357)	$ (7.655.019)
Intereses sobre pasivos por arrendamiento	(863.287)	(948.950)
Importes reconocidos en el flujo de efectivo	(7.095.644)	(8.603.969)
Total flujos de efectivo por arrendamientos	**$ (7.095.644)**	**$ (8.603.969)**

El detalle de las obligaciones por leasing comerciales a 31 de diciembre de 2020 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
Mareauto Colombia S.A.S	12%	Fija	$ 26.963	$ 21.434	$ 48.397	$ -	$ -
Equirent S.A	8%	Fija	1.328	-	1.328	-	-
Total Leasing			**$ 28.291**	**$ 21.434**	**$ 49.725**	**$ -**	**$ -**

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

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

(3) Al 31 de diciembre de 2020 la principal variación corresponde a la constitución de 16 derivados-Forward con valoración pasiva por $1.741.469 correspondientes a coberturas por CERE. El siguiente es un detalle:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor de Riesgo	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	MTM
Forward	Cobertura FX Pago CERE Octubre 2020	BANCO ITAU	Tipo de cambio	1.100.000	USD	3.721,29	$ (249.818)
Forward	Cobertura FX Pago CERE Julio 2021	BANCO ITAU	Tipo de cambio	1.000.000	USD	3.699,34	(229.121)
Forward	Cobertura FX Pago CERE Agosto 2020	BANCO ITAU	Tipo de cambio	1.000.000	USD	3.706,35	(228.032)
Forward	Cobertura FX Pago CERE Septiembre 2020	BANCO ITAU	Tipo de cambio	900.000	USD	3.713,49	(203.491)
Forward	Cobertura FX Pago CERE Noviembre 2020	BANCO ITAU	Tipo de cambio	700.000	USD	3.729,10	(160.398)
Forward	Cobertura FX Pago CERE Mayo 2021	BANCO ITAU	Tipo de cambio	600.000	USD	3.686,03	(139.005)
Forward	Cobertura FX Pago CERE Junio 2021	BANCO ITAU	Tipo de cambio	600.000	USD	3.688,56	(136.230)
Forward	Cobertura FX Pago CERE Octubre 2020	BANCO ITAU	Tipo de cambio	1.100.000	USD	3.549,38	(66.376)
Forward	Cobertura FX Pago CERE Julio 2021	BANCO ITAU	Tipo de cambio	1.000.000	USD	3.529,79	(62.645)
Forward	Cobertura FX Pago CERE Agosto 2020	BANCO ITAU	Tipo de cambio	1.000.000	USD	3.535,65	(61.535)
Forward	Cobertura FX Pago CERE Septiembre 2020	BANCO ITAU	Tipo de cambio	900.000	USD	3.542,21	(54.332)
Forward	Cobertura FX Pago CERE Noviembre 2020	BANCO ITAU	Tipo de cambio	700.000	USD	3.556,76	(42.992)
Forward	Cobertura FX Pago CERE Mayo 2021	BANCO ITAU	Tipo de cambio	600.000	USD	3.518,28	(39.425)
Forward	Cobertura FX Pago CERE Junio 2021	BANCO ITAU	Tipo de cambio	600.000	USD	3.524,08	(38.725)
Forward	Cobertura FX Pago CERE Diciembre 2020	BANCO ITAU	Tipo de cambio	100.000	USD	3.737,62	(23.137)
Forward	Cobertura FX Pago CERE Diciembre 2020	BANCO ITAU	Tipo de cambio	100.000	USD	3.564,44	(6.206)
	Total valoración						**$ (1.741.469)**

Al 31 de diciembre de 2019 la principal variación corresponde a la constitución del Swap Climático MTM por $ (4.287.967) con Múnich 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 $145.622 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 $272.897 correspondientes a coberturas por pago de facturas seguros $206.937, cobertura para automatización de Central Rio $35.705 y facturas technical Fee $30.254

Al 31 de diciembre de 2020 Emgesa no posee coberturas de inversiones netas en el exterior.

Al 31 de diciembre de 2019 el Grupo 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.

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo cuenta con $2.750.524.500 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, de manera conjunta con Codensa S.A. E.S.P. y re asignables 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. Así mismo y como parte de su estrategia de financiamiento, el Grupo suscribió el 26 de marzo de 2020, una línea de crédito comprometida por US$65.000 con Bank of Nova Scotia, con (1) año de disponibilidad de los recursos para su desembolso.

Al 31 de diciembre de 2020, no existen garantías en obligaciones financieras.

13. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	$ 183.285.905	$ 171.174.036
Estimados por compra de energía y gas (2)	86.017.010	77.584.390
Otras cuentas por pagar (3)	45.734.395	71.424.755
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**$ 315.037.310**	**$ 320.183.181**

(1) La variación 31 de diciembre de 2020 corresponde principalmente a la causación de obligaciones por la adquisición de energía, bienes y servicios con los siguientes proveedores: Voith Hydro Ltda. por $13.287.604, GE Energías Renovables por $12.799.441, Hidroelectrica Del Alto Porce S.A.S por $7.955.123, Generadores Mexicano por $7.749.914, Bureau Veritas por $5.980.486, Seguridad Atlas por $5.176.201, Mapfre Seguros por $4.747.656, Voith Hydro Ltda. Sucursal Colombia por $4.720.060, New Reinsurance por $4.341.980, Schneider Electric de Colombia por $2.788.899 Amec Foster Wheeler por $2.871.074 y Ingenierías Trituradoras por $1.005.632 .

Traslado Citibank factoring por ($31.096.990), otros pagos y traslados por ($6.256.422).

Así mismo se presentó disminución por el pago con los siguientes proveedores en la prestación de bienes y servicios: XM S.A. E.S.P por ($4.183.889), Accenture por ($3.319.930), Procesos y Diseños Energéticos por ($2.925.064), Andritz Hydro por ($2.619.598), Consorcio SK-HL Term por ($2.218.930), Equipos y Terratest por ($1.890.589), Integral S.A. por ($1.390.593), All Robotics por ($1.268.466), Agencia de Aduanas Suppla S.A. por ($1.091.712), SDIC SAS por ($1.076.945), Ingenierías Trituradoras por ($1.039.993) y Singel SAS por ($937.091).

(2) La variación a 31 de diciembre de 2020 corresponde al aumento en el estimado por pasivos del margen variable asociados a los costos de generación de energía por $10.538.876 y comercialización de gas por ($2.106.256).

(3) La variación a 31 de diciembre de 2020 corresponde al pago de operaciones de Confirming como agente de pago a Citibank Colombia S.A por ($30.905.433) y reconocimiento otras cuentas por pagar con diversos acreedores por $6.498.277 y cuentas por pagar de Sociedad Portuaria derivadas principalmente de la construcción y mantenimiento del muelle por ($1.283.204).

14. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2020		Al 31 de diciembre de 2019	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otras provisiones	**$ 98.514.451**	**$ 201.247.740**	**$ 99.825.117**	**$ 139.413.713**
Plan de Restauración Quimbo (1)	47.455.220	93.610.265	19.185.321	63.329.404
Ambiental y obras Quimbo (1)	21.744.622	60.646.317	80.203.836	60.353.887
Provisión Incertidumbre Fiscal (2)	24.637.308	-	-	-
Plan de Compensación CAR (3)	2.331.292	15.617.810	435.960	15.730.422
Provisión Fondo de Transición (4)	2.107.734	5.467.892	-	-
Provisión Ambiental Río Bogotá (5)	238.275	25.905.456	-	-
Provisión de reclamaciones legales (6)	**353.789**	**9.065.950**	**2.708.700**	**6.823.789**
Civiles y otros	213.789	8.273.403	2.509.278	5.674.243
Laborales	140.000	792.547	199.422	1.149.546
Desmantelamiento (7)	**663.618**	**1.738.406**	**–**	**1.021.877**
Otros	**36.128**	**-**	**-**	**-**
Total Provisiones	**$ 99.567.986**	**$ 212.052.096**	**$ 102.533.817**	**$ 147.259.379**

(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 de 2020 es 6,08% y 3,80% EA y a diciembre de 2019 es de 6,76% y 6,48% EA, respectivamente.

Reclamación Consorcio Impregilo

Durante el 2015, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante Emgesa 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 Emgesa y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. Emgesa 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 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 Emgesa para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021 por medio del addendum 17 firmado en enero de 2017.

En noviembre de 2016, Emgesa 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 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.

Emgesa 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 Emgesa. AXA Colpatria rechazó la reclamación por garantía de calidad y estabilidad de las obras.

Emgesa 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 marzo de 2019, no presentó cambios adicionales.

La demanda fue presentada el 29 de mayo de 2020, ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá (Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá), en contra del Consorcio Impregilo-OHL (CIO) y Axa Colpatria Seguros S.A. Las pretensiones de la demanda suman $99.201.254. Una vez presentada la demanda, el Centro de Arbitraje notificó a las partes el 2 de junio de 2020.

Actualmente el proceso se encuentra en la etapa que se denomina de integración del litigio. A su vez el Consorcio Impregilo-OHL, presentó demanda de Reconvención (Contrademanda), por valor de $3.712.037.

El proceso arbitral ha continuado en los términos arriba señalados, estamos aún en etapa de integración del litigio. La contrademanda presentada por el Consorcio Impregilo-OHL, fue contestada el 4 de diciembre de 2020 por Emgesa, rechazando el cobro de los dineros allí señalados.

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, Emgesa al 31 de diciembre de 2018 tiene registrado como parte del total provisionado $21.709.078 correspondientes al programa de inversión del 1% presentado dentro del marco de la licencia, por la utilización del recurso hídrico superficial de la fuente río Magdalena, de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la ley 99 de 1993 reglamentado por el Decreto 1900 del 12 de septiembre del 2006.

El 31 de agosto de 2016 se realizó y presentó al ANLA para su revisión y aprobación una liquidación parcial por $9.702.000 con corte al 30 de septiembre de 2016, la cual será reliquidada una vez determine el costo final del proyecto de acuerdo con el parágrafo 2 del artículo 4 del Decreto 1900 de 2006. A 31 de marzo de 2019 no se había recibido pronunciamiento de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

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. Mediante comunicado No. 2020054654-2-000 del 8 de abril de 2020, la ANLA solicitó información adicional relacionada con el acogimiento al porcentaje incremental contemplado en el Art. 321 del Plan Nacional de Desarrollo.

En respuesta al requerimiento, se propuso a la ANLA que los recursos pendientes por ejecutar se distribuyeran en dos programas específicamente:

1. 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.

2. Interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales

De otra parte, el pasado 18 de diciembre de 2020 en audiencia de oralidad, la ANLA requirió puntualmente:

"Presentar las inversiones base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1% ejecutadas en el año 2019, incluyendo las actividades de la Resolución 938 del 16 de junio de 2018, mediante la cual se modificó la Resolución 899 del 19 de mayo de 2009, de conformidad con lo establecido en el artículo 321 de la Ley 1955 del 25 de mayo de 2019".

Lo anterior, requiere que Emgesa conozca el valor de la liquidación del contrato CEQ-21, debido a que de esta cifra se obtendrán valores adicionales que deben ser reportados como base para la liquidación del Plan de inversión del 1%.

Por su parte, la Contraloría General de la República, en auditoría realizada, determinó 2 hallazgos administrativos sobre el Plan de Inversión 1%, indicando que existe *"incertidumbre en los montos a ejecutar para dar cumplimiento a la obligación de inversión forzosa de no menos del 1%". Así mismo determinó que "no incorporar valores reales al plan de inversión y al cronograma de inversión de la presente obligación, con pronunciamientos de fondo por parte de la autoridad ambiental, provoca que las ejecuciones se extienden en el tiempo, postergando el bienestar percibido por las mismas".*

Dado lo anterior, Emgesa continua con la revisión del concepto técnico emitido por parte de la autoridad ambiental y del ente de control (ANLA), para emitir respuesta oficial sobre el monto base de liquidación y el estado de implementación de los proyectos ya aprobados por parte de la autoridad nacional.

(2) A partir del 1 de enero de 2020 EMGESA SA ESP aplica la CINIIF 23, "Incertidumbres sobre el tratamiento de los impuestos sobre las ganancias", la cual se tiene en cuenta para la determinación tanto del Impuesto a la Renta corriente como para el Impuesto a la Renta diferido. Esta interpretación define el "tratamiento impositivo incierto" como la posición adoptada por una entidad sobre la determinación del Impuesto a la Renta, respecto de la cual es probable que la Administración Tributaria no acepte dicha posición, sea que haya sido validada o no en el pasado por la referida Administración.

En aplicación de esta interpretación Emgesa ha venido adelantando la revisión de los contratos celebrados con entidades del exterior y el cumplimiento de requisitos que se deben tener en consideración, por lo anterior la administración ha decidido constituir una provisión de $24.637.308, para cubrir el riesgo de eventuales diferencias de criterio, por los siguientes valores:

	Impuesto	Sanción	Intereses	Total
Renta 2016	$ 895.733	$ 179.147	$ 884.696	$ 1.959.576
Renta 2017	7.285.616	1.452.956	4.993.575	13.732.147
Renta 2018	2.544.637	254.464	1.042.767	3.841.868
Renta 2019	4.243.371	424.337	436.009	5.103.717
Total	**$ 14.969.357**	**$ 2.310.904**	**$ 7.357.047**	**$ 24.637.308**

(3) Plan de compensación CAR: Al 31 de diciembre de 2020, el valor reconocido como provisión por plan de compensación impuesto por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), corresponde a la obligación ambiental establecida a cargo de Emgesa en la Resolución 2984 del 9 de octubre de 2017, ejecutoriada el 10 de abril de 2018. La obligación consiste en la elaboración y presentación de un Plan de Compensaciones asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debía elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas de manera conjunta con la Corporación.

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

El 28 de julio de 2020 Emgesa interpuso recurso de reposición a la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020 expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, a la fecha se espera pronunciamiento por parte de la CAR.

(4) Reconocimiento de la provisión Fondo de Transición la cual tiene como objeto la eficiencia de plantilla de personal en línea con el plan de inversión en digitalización y automatización del Grupo Enel a nivel mundial en las diferentes áreas y líneas de negocio del Grupo. Lo anterior, supone identificar eficiencias para hacer recambio de perfiles y contar con los recursos económicos necesarios como parte de la estrategia mencionada, que apalanque el logro de los objetivos definidos por Grupo. El valor de la provisión constituida fue de $7.575.625 distribuida entre los años 2021 hasta el 2023, con una tasa de descuento en los flujos a largo plazo del 4,10%.

(5) Al 31 de diciembre de 2020, se constituyó provisión derivada de las obligaciones ambientales asociadas a la construcción de plantas de tratamiento residuales, plan de reducción de olores ofensivos y plan de manejo ambiental para la operación del embalse muña, con el fin de mitigar los impactos ambientales generados para el municipio de Sibaté y a su costa. Emgesa plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2038, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 6,10% EA.

(6) Al 31 de diciembre de 2020, el valor de las pretensiones en las reclamaciones al Grupo por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a $4.220.061.079 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado $5.584.882 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 del Grupo y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera de del Grupo. Adicional se encuentran provisionadas sanciones de la Central Hidroeléctrica el Quimbo por $3.119.113, las cuales están detalladas en la Nota 31 Sanciones.

Por otro lado, las primas de éxito por $3.834.857, que se harán efectivas cuando el abogado tenga fallo a favor de Emgesa de los procesos pactados.

Al 31 de diciembre de 2020, 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
Inundaciones A97 (*)	Probable	4		885.715	$ 903.292
	Posible	1		1.600.893	–
Total Inundaciones A97		**5**		**2.486.608**	**903.292**
Inundaciones D97	Probable	2		42.223	36.874
	Posible	1		4.297.203	–

Procesos	Calificación	No. de Procesos	No de Procesos (cuantía indeterminada)	Valor de la contingencia	Valor de la provisión
Total Inundaciones D97		**3**		**4.339.426**	**36.874**
Laboral	Probable	6		1.875.003	1.510.103
	Posible	25	5	1.290.000	–
	Remota	3		7.041.000	–
Total Laboral		**34**	**5**	**10.206.003**	**1.510.103**
Otros	Probable	2	2	15.500	15.500
	Posible	37	25	8.084.983	–
	Remota	25	16	120.290.603	–
Total Otros		**64**	**43**	**128.391.086**	**15.500**
Quimbo	Posible	177	13	432.994.740	–
	Remota	2	1	5.377.741	–
Total Quimbo		**179**	**14**	**438.372.481**	**–**
Civil	Posible	21	15	417.232.038	–
Total civil		**21**	**15**	**417.232.038**	**–**
Total general		**306**	**77**	**1.001.027.642**	**$ 2.465.769**

El detalle de las provisiones de litigios en el año 2020 corresponde a:

Concepto	Valor de la provisión a 2020
Primas de éxito	$ 3.834.857
Sanciones	3.119.113
Provisión litigios	2.465.769
	$ 9.419.739

(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 Emgesa. 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 al Grupo (Ver Nota 6)

(7) Al 31 de diciembre de 2020 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 por $134.083, la tasa utilizada a diciembre de 2020 es 7,33% EA y a diciembre 2019 es 8,39% EA.

La provisión de desmantelamiento de la Planta de Agua de Termozipa se plantea sea desmantelada en mayo del año 2021, por lo cual a diciembre de 2020 no se realiza el cálculo del VPN por ser un pasivo a corto plazo.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre 2019 es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión incertidumbre fiscal	Total
Saldo inicial 01 de enero de 2019	**$ 10.946.869**	**$ 193.412.289**	**-**	**$ 204.359.158**
Incremento 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**

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión incertidumbre fiscal	Total
Incremento en provisiones existentes	1.518.319	29.542.425	48.498.997	79.559.741
Provisión utilizada	(566.189)	(17.312.781)	(23.861.689)	(41.740.659)
Actualización efecto financiero	(25.690)	15.827.211	-	15.801.521
Recuperaciones	(1.039.190)	–	-	(1.039.190)
Otro incremento	-	1.669.847	-	1.669.847
Total movimientos en provisiones	**(112.750)**	**29.726.702**	**24.637.308**	**54.251.260**
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	**$ 9.419.739**	**$ 269.987.409**	**$ 24.637.308**	**$ 304.044.456**

Detalle de los principales procesos jurídicos que tiene el Grupo al 31 de diciembre 2020 calificados como probables:

DEMANDANTE	AÑO DE RADICACIÓN	VALOR PRETENSIÓN (Según Demanda)	OBJETO DE LA DEMANDA	ESTADO ACTUAL DEL PROCESO
Yohana Farley Rodríguez 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
Superintendencia de servicios públicos	2015	Indeterminada	Demanda de Nulidad y Restablecimiento del derecho por sanción a Emgesa S.A. E.S.P.	El proceso se encuentra terminado, pendiente darle de baja en la provisión
Rafael Bernate (89)	2004	6.136	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.989	Se encuentra pendiente darlo de baja cuando el Juzgado nos entregue la copia de la sentencia
Pastor Aroca Ibarra	2013	88.000	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 2011	Se encuentra pendiente darlo de baja cuando el Juzgado nos entregue la copia de la sentencia
Orlando Rojas Cleves	2017	445.222	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
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)	2002	2.953.180	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	Se encuentra pendiente del trámite del recurso de casación
Luís Ferney Yara (94)	2009	18.720	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	Se encuentra pendiente darlo de baja cuando el Juzgado nos entregue la copia de la sentencia
Libardo Chico	2008	30.650	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	Se encuentra pendiente darlo de baja cuando el Juzgado nos entregue la copia de la sentencia

DEMANDANTE	AÑO DE RADICACIÓN	VALOR PRETENSIÓN (Según Demanda)	OBJETO DE LA DEMANDA	ESTADO ACTUAL DEL PROCESO
Héctor Vanegas Vanegas	2013	6.066	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 2007	Se encuentra terminado pendiente darlo de baja en la provisión
German Claros Valenzuela	2016	44.370	Declaración de ineficacia de despido y culpa patronal en accidente de trabajo-solidaridad	pendiente fijación fecha audiencia art 77 y 80
Edwin Fernando Vivas	2014	100.000	Reintegro	El 09 de diciembre de 2016 fue radicada la demanda de casación. El 17 de febrero de 2020 notificado por estados de fecha 24 de febrero de 2020 la Corte Suprema decidió NO CASAR la sentencia, condena en costas. El proceso fue enviado al Tribunal Superior el 02 de marzo de 2020.
Dionel Narváez Castillo	2013	110.000	Solidaridad	Pendiente de que vuelva al juzgado de origen para el archivo
Carlos Alberto Amador y Otros	2017	1.800.000	solidaridad	Se interpuso recurso extraordinario de casación contra la sentencia del tribunal. Pendiente que sea admitido y pase a Corte
CAR	2010	Indeterminada	Demanda en contra de resoluciones de la CAR para manejo ambiental del embalse el Muña y rio Bogotá.	Se encuentra al Despacho para fallo de segunda instancia

El Grupo 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 el Grupo y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera.

Del 31 de diciembre de 2019 al 31 de diciembre de 2020 los procesos eventuales variaron en $89.802.727 principalmente por:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la Demanda	Valor	Acción	Mes
Otros	Comepez	Adm reparación Directa	2.044.652	Modificación sentencia	ago-20
Otros	Luis Alfonso Marín	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011.	280.000	Modificación sentencia	nov-20
Otros	Ever Andrés Useche Ayerbe	Ordinario e responsabilidad civil	149.000	Modificación sentencia	nov-20
Civil_Verbal	Audenago Rodríguez Cardozo	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011	143.783	Modificación sentencia	nov-20
Laboral	Hernando Gonzalez Rodriguez	Reconocimiento y pago horas extras	50.000	Nuevo proceso	ago-20
Inundaciones A97	Maria Gladys Guzman y otros	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	-	Terminación Favorable	nov-20
Laboral	Dagnober Loaiza Echeverry	Restablecimiento trabajo	(3.900)	Terminación Favorable	nov-20
Laboral	Edwin Fernando Vivas	Reintegro	(80.000)	Modificación sentencia	jun-20

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de la Demanda	Valor	Acción	Mes
Laboral	UGP	La nulidad plena de la liquidación oficial No RDO-2016-775	(396.796)	Terminación duplicado	oct-20
Civil_Verbal	Alirio Reyes Callejas	Lesión enorme	(1.401.729)	Proceso Finalizado	ene-20
Adm_ Contractuales_ Administrativas	Diego Hernan Sandoval Castro	Declarar la nulidad del contrato suscrito entre consorcio VIG con Emgesa producto de la licitación CEQ519	(2.260.008)	Proceso Finalizado	ene-20
Fiscal	DIAN	Rejection of tax benefit of "Páez Law"	(88.327.729)	Sentencia desfavorable	sep-20

El Grupo no cuenta con litigios fiscales a 31 de diciembre de 2020 calificados como probables que se encuentren provisionados.

El movimiento de la provisión de reclamaciones legales en el 2020 corresponde principalmente a:

(a) Dotaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Laboral_Ordinario	Edwin Fernando Vivas	Reintegro laboral	352.016	sep-20
Laboral_Ordinario	Carlos Alberto Amador y Otros	Solidaridad	350.000	dic-20
Civil_Ordinario	Juan Eloy Mendez	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	90.000	mar-20
Civil_Ordinario	Rafael Bernate (89)	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.989	14.473	nov-20
Civil_Verbal	Audenago Rodriguez	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011	9.000	jul-20
Const_Accion_Grupo	José Edgar Bejarano	Acción de grupo por inundaciones en el Río Upía (Villanueva) aguas abajo del embalse de Guavio.	3.200	may-19

(b) Pagos:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Laboral ordinario	Edwin Fernando Vivas	Reintegro laboral	(271.095)	dic-20
Laboral ordinario	Hernando Rivera Espinosa	Indemnizacio despido sin justa causa	(199.299)	feb-20
Civil_Ordinario	Juan Eloy Mendez	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(83.888)	mar-20
Civil Verbal	Audendango Rodriguez Cardozo	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011	(8.925)	oct-20
Const_Accion_Grupo	José Edgar Bejarano	Acción de grupo por inundaciones en el Río Upía (Villanueva y Barranca de Upía en Casanare) aguas abajo del embalse de Guavio.	(2.982)	oct-20

(c) Recuperaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Civil verbal	Luis Alfonso Marin	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011.	(276.000)	dic-20
Civil_Ordinario	Quintero Trujillo	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(124.104)	abr-20
Laboral ordinario	Edwin Fernando Vivas	Reintegro laboral	(80.922)	dic-20
Civil_Ordinario	Juan Eloy Mendez	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(6.112)	nov-20
Const_Accion_Grupo	José Edgar Bejarano	Acción de grupo por inundaciones en el Río Upía (Villanueva) aguas abajo del embalse de Guavio.	(218)	nov-20
Laboral ordinario	Hernando Rivera Espinosa	Indemnizacio despido sin justa causa	(123)	sep-20
Civil Verbal	Audendango Rodriguez Cardozo	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011	(75)	Nov-20

15. Activos y pasivos por impuestos corrientes

Activos por Impuesto sobre renta

El activo correspondiente a impuestos se presenta a continuación:

	Al 31 de Diciembre 2020	Al 31 de Diciembre 2019
Impuesto sobre la renta y complementarios (1)	$ -	$ 7.986
Impuesto de industria y comercio	–	2.020
Total activo por impuestos	**$ –**	**$ 10.006**

El activo por impuesto sobre la renta y complementario está compuesto por:

	Al 31 de Diciembre 2020	Al 31 de Diciembre 2019
Impuesto sobre la renta y complementarios corriente	$ –	$ 57.943
Saldo a favor año anterior	-	(22.097)
Retenciones, autorretenciones y anticipo	-	(43.832)
Saldo a favor por Impuesto de renta y complementarios	**$ -**	**$ (7.986)**

El activo por impuesto corriente para el 2019 estaba compuesto por el valor correspondiente de Sociedad Portuaria, en el 2020 Sociedad portuaria presentó pasivo corriente.

Pasivos por Impuesto sobre la renta

El pasivo por impuesto corriente a corte 31 diciembre 2020, está compuesto por:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Impuesto de renta corriente (1)	$ 604.199.791	$ 525.577.620
Impuestos por pagar año anterior (2)	5.386.562	5.636.246
Descuentos tributarios y retenciones en la fuente	(13.439.004)	(2.563.348)
Autorretenciones otros conceptos	(60.251.375)	(60.281.977)
Autorretenciones de retención en la fuente	(94.904.864)	(96.338.013)
Anticipo de renta año	(199.746.761)	(164.842.483)
Pasivos por impuestos corrientes	**$ 241.244.349**	**$ 207.188.045**

(1) Al 31 de diciembre de 2020, el pasivo por impuesto de renta corriente está compuesto por:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período	$ 603.730.482	$ 525.249.795
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	469.309	327.825
	$ 604.199.791	**$ 525.577.620**

(2) 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).

La firmeza de las declaraciones de renta de los años gravables 2016, 2017, 2018 y 2019 se encuentran abiertas para revisión por parte de las autoridades tributarias. Sin embargo, en opinión de la gerencia en el evento en que ocurra un proceso de fiscalización con las autoridades tributarias, no se esperan diferencias significativas.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa vigente. Para el año gravable 2020 la tarifa es del 32%, por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

La tasa efectiva al 31 de diciembre de 2020 fue de 30,49% y al 31 de diciembre de 2019 fue de 32.24%. El cambio en la tasa efectiva fue causado principalmente por la sentencia de segunda instancia y corrección de declaraciones de renta.

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 32% correspondiente al impuesto sobre la renta, son las siguientes:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2020 Valor	Tasa (%)	Al 31 de diciembre de 2019 Valor	Tasa (%)
Utilidad contable antes de impuesto sobre la renta	**$ 1.981.635.768**		**$ 1.823.539.819**	
Partidas que aumentan la renta líquida				
Gastos no deducibles	82.095.205	1.33	5.324.318	0.10
Provisiones deducibles	8.300.523	0.13	(37.979.147)	(0.69)
Contribución a las transacciones financieras	5.139.353	0.08	5.867.131	0.11
Intereses presuntos	2.013	0.00	8.464	0.00
Total partidas que aumentan la renta líquida	**95.537.094**	**1.54**	**(26.779.234)**	**(0.48)**
Partidas que disminuyen la renta líquida				
Deducciones por activos fijos reales productivos	(5.288.563)	(0.09)	(8.279.062)	(0.15)
Depreciación y amortización fiscal	(183.505.436)	(2.96)	(195.413.714)	(3.54)
Total partidas que disminuyen la renta líquida	**(188.793.999)**	**(3.05)**	**(203.692.776)**	**(3.69)**
Renta líquida gravable sin ganancia ocasional	**1.888.008.655**		**1.592.506.694**	
Tasa de impuesto	32%		33%	
Impuesto de renta	**604.162.770**	**30.48**	**525.527.209**	**28.82**
Ganancias ocasionales	370.209		504.111	
Tasa de impuesto ganancia ocasional	10%		10%	
Impuesto ganancia ocasional	**37.021**		**50.411**	
Total Impuesto de renta y complementarios	**$ 604.199.791**	**30.49**	**$ 525.577.620**	

Conciliación del patrimonio

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Patrimonio contable	$ 5.155.436.685	$ 4.743.218.242
Pasivos estimados	340.444.719	297.491.197
Impuesto diferido (Ver Nota 18)	217.924.275	168.255.638
Aportes parafiscales y pensiones y demás beneficios para empleados	41.875.458	39.615.159
Ajuste fiscal a los diferidos	20.398.843	13.169.046
Ajuste fiscal a las inversiones	7.064.961	5.672.530
Provisión deudores	1.842.754	3.079.362
Ajuste fiscal a los activos (*)	(1.092.393.397)	(751.067.102)
Patrimonio fiscal	**$ 4.692.594.298**	**$ 4.519.434.072**

(*) 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 comprobar la correcta aplicación de los precios de mercado en cada uno. Los asesores elaboraron la documentación comprobatoria e informativa para envío a la DIAN correspondiente a las transacciones del año 2019, la cual se presentó a término 14 de julio de 2020, sin ningún ajuste en renta.

Las transacciones realizadas en 2020 serán igualmente validadas. Se presentará en 2021 la documentación comprobatoria e informativa por el año gravable 2020 en los términos establecidos por el Gobierno Nacional.

Contrato de estabilidad jurídica

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

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

Monto de inversión y Plazos: Las inversiones de Emgesa S.A. E.S.P., 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 Emgesa S.A. E.S.P.:

- Cumplir con el monto de la inversión planeada para la construcción y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.
- Pagar la prima de 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, el Grupo pagó $6.299.000 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión aprobada. En marzo de 2016, el Grupo 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 el Grupo contratará a un tercero especialista para la revisión de compromisos adquiridos.

b. Obligaciones de la Nación:

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

La auditoría del contrato de estabilidad jurídica del 2019 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el 31 de marzo de 2020. La auditoría de la ejecución del año 2020 será radicada en las oportunidades otorgadas para ello.

Al 31 de diciembre de 2020 calculó de nuevo un monto adicional por extracapex, por tanto, se pagará una prima adicional en los primeros días del mes de enero de 2021.

Ley de Crecimiento Económico – (Reforma tributaria)

En diciembre de 2018 la Ley tributaria en Colombia fue modificada a través de la Ley 1943 disminuyéndose gradualmente la tarifa del impuesto a las ganancias y reduciéndose de igual forma la tarifa para la liquidación de la renta presuntiva hasta su eliminación a partir del año 2021.

Considerando que la Ley 1943 fue declarada inexequible en Sentencia de la Corte Constitucional, C481 de 2019, dio lugar a que el Gobierno Nacional presentará una iniciativa de reforma tributaria, la cual fue aprobada por el Congreso de la República y expedida mediante la Ley 2010 del 27 de diciembre de 2019, o Ley de Crecimiento Económico, la cual recogió las disposiciones a favor contenidas en la Ley 1943 de 2018 y que se consideraron esenciales para el crecimiento económico y la competitividad en el país; igualmente introdujo algunas modificaciones de las cuales resaltamos:

> Para el año gravable 2020, la tasa de impuesto sobre la renta aplicable es del 32%. Se mantienen las tasas de impuestos determinadas en la ley 1943 de 2018 para el año 2021, tarifa del 31% y a partir del año 2022, tarifa del 30%.

> La Ley de Crecimiento Económico para efectos de calcular el impuesto sobre la renta bajo el sistema de renta presuntiva continúa desmontando gradualmente la tarifa del 0,5% para el año 2020, y 0% a partir del año 2021 y siguientes.

> Continua como deducible el 100% de los impuestos, tasas y contribuciones efectivamente pagados en el año gravable, que guarden relación de causalidad con la generación de renta (salvo el impuesto de renta); será deducible el 50% del gravamen a los movimientos financieros (GMF), independientemente de que tenga o no relación de causalidad con la actividad generadora de renta.

> El 50% del impuesto de industria y comercio, podrá ser tratado como descuento tributario en el impuesto sobre la renta en el año gravable en que sea efectivamente pagado y en la medida que tenga relación de causalidad con su actividad económica. A partir del año 2022 podrá ser descontado al 100%.

> Continúan como descuentos tributarios (i) El IVA pagado en la importación, formación, construcción o adquisición de activos fijos reales productivos incluidos los servicios necesarios para su construcción y puesta en marcha (ii) El impuesto de industria y comercio en los términos señalados en el inciso anterior.

> En relación con el gravamen a los dividendos, se introdujeron las siguientes modificaciones:

- Se incrementó al 10% la tarifa de retención en la fuente sobre los dividendos no gravados, decretados en provecho de sociedades y entidades extranjeras, personas naturales no residentes y establecimientos permanentes.
- Se modificó la tabla aplicable a los dividendos no gravados decretados en beneficio de personas naturales residentes en el país y sucesiones ilíquidas de causantes residentes del país, disponiéndose una tarifa marginal del 10% para dividendos que superen las 300 UVT.
- Se dispuso que el impuesto sobre los dividendos gravados se determinará: (i) aplicando la tarifa de renta correspondiente al año en que se decreten (32% año 2020; 31% año 2021; y 30% año 2022 en adelante) y (ii) sobre el remanente se aplicará la tarifa que corresponda al dividendo no gravado, dependiendo del beneficiario (si es persona natural residente o sucesión ilíquida de causante residente se aplicará la tabla y para los demás casos se aplicará la tarifa del 7,5%).
- Continua el régimen de retención en la fuente sobre dividendos decretados por primera vez a sociedades nacionales, que será trasladable hasta el beneficiario final persona natural residente o inversionista residente en el exterior con la tarifa del 7,5%

- Los dividendos decretados con cargo a utilidades de los años 2016 y anteriores conservarán el tratamiento vigente para ese momento; y aquellos correspondientes a utilidades de los años 2017 y 2018 y 2019 que se decreten a partir del 2020 se regirán por las tarifas dispuestas en la Ley 2010
- Con la Ley de Crecimiento Económico se precisa que los contribuyentes podrán optar por el mecanismo de obras por impuestos, como modo de extinguir la obligación tributaria, previsto en el artículo 238 de la Ley 1819 de 2016 o por el mecanismo del convenio de inversión directa establecido en el artículo 800-1 del Estatuto Tributario.
- La Ley de Crecimiento establece que el término de firmeza para las declaraciones del impuesto sobre la renta de los contribuyentes que determinen o compensen pérdidas fiscales o que estén sujetos al régimen de precios de transferencia, será de cinco (5) años a partir de la presentación de la declaración de renta.
- El término de corrección para los contribuyentes que presenten correcciones que aumentan el impuesto o disminuyen el saldo a favor, se modifica como quiera que el término que tenía el contribuyente para corregir voluntariamente sus declaraciones tributarias era de dos (2) años, con la Ley de Crecimiento, se modifica este término y se unifica con el término general de la firmeza de las declaraciones fijándolo en tres (3) años.

Se extiende el beneficio de auditoría para las declaraciones del impuesto sobre la renta correspondientes a los años gravables 2020 y 2021 para lo cual se exige el incremento en el impuesto neto de renta respecto del año anterior para que la declaración quede en firme en seis meses (30%) o en doce meses (20%), tal como lo había previsto la Ley 1943 de 2018 para las declaraciones de los años gravables 2019 y 2020. Se precisa que las disposiciones consagradas en la Ley 1943 de 2018, respecto al beneficio de auditoría, surtirán los efectos allí dispuestos para los contribuyentes que se hayan acogido al beneficio de auditoría por el año gravable 2019.

16. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de diciembre de 2020		Al 31 de diciembre de 2019	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley	$ 29.719.128	$ 2.614.659	$ 28.955.314	$ 2.099.298
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (1)	6.818.598	87.824.144	7.668.688	86.457.073
Beneficios por planes de retiro	951.999	-		
Otras obligaciones (2)	725.898	-		
	38.215.623	**$ 90.438.803**	**$ 36.624.002**	**$ 88.556.371**

(1) El Grupo otorga diferentes planes de beneficios definidos, obligaciones post-empleo y beneficios de largo plazo a sus trabajadores activos o jubilados, de acuerdo con el cumplimiento de requisitos previamente definidos.

Pensiones de Jubilación.

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

El pasivo reconocido en el estado 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 período 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 la Resolución 1555 del 30 de julio de 2010.

A la fecha, la base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a 311 pensionados con una edad promedio de 68,10 años.

Otras obligaciones post-empleo

Beneficios a pensionados

El Grupo otorga los siguientes auxilios a sus empleados retirados por pensión: (i) Auxilio educativo (26 beneficiarios, Edad promedio de los beneficiarios 20,50); (ii) Auxilio de energía 283 beneficiarios, Edad promedio de los beneficiarios 68,30 (iii) Salud 87 beneficiarios, Edad promedio de los beneficiarios 58,5 de acuerdo con lo establecido en la convención colectiva de trabajo.

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

Cesantías Retroactivas

Las cesantías retroactivas, 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.

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.

A la fecha la base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de esta obligación corresponde a 86 empleados con una edad y antigüedad promedio de 55,30 y 27 años, respectivamente.

Beneficios de Largo Plazo

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

A la fecha la base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a 141 empleados con una edad y antigüedad promedio de 54,30 y 25,20 años, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2020, 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 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Tasa de descuento	5,74%	5,81%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	4,85%	4,90%
Tasa de incremento a las pensiones	3,80%	3,85%
Inflación estimada	3,80%	3,85%
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

Aportes de Ley

El Grupo hace aportes periódicos para cesantías y seguridad social integral: salud, riesgos profesionales y pensiones, a los respectivos fondos privados y a Colpensiones que asumen estas obligaciones en su totalidad.

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2020 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	**$ 75.970.223**	**$ 8.565.050**	**$ 6.331.661**	**$ 3.258.827**	**$ 94.125.761**
Costo del servicio corriente	-	-	247.739	123.721	371.460
Costo financiero	4.267.594	479.443	360.698	175.274	5.283.009
Contribuciones Pagadas	(6.146.828)	(548.043)	(588.927)	(780.386)	(8.064.184)
Perdidas actuariales cambios suposiciones financieras	617.794	809.690	34.254	2.444	1.464.182
Perdidas actuariales cambios ajustes por experiencia	-	-	250.745	1.211.769	1.462.514
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	**$ 74.708.783**	**$ 9.306.140**	**$ 6.636.170**	**$ 3.991.649**	**$ 94.642.742**
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)
Perdidas actuariales cambios suposiciones financieras	7.482.755	549.738	457.211	88.108	8.577.812
Perdidas actuariales cambios 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. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 el pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación asciende a $54.057.158 y $54.810.964, respectivamente. La sensibilidad de las hipótesis actuariales fue realizada por la firma AON Hewitt Mexicó, utilizando las siguientes variables.

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Tasa de descuento	8.62%	8.89%
Interés técnico	4,80%	4,80%
Inflación estimada	3.64%	3.91%

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.

Al 31 de diciembre de 2020:

Cambio en tasa de descuento	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
- 100 puntos básicos	84.565.951	10.277.915	7.138.255	4.113.098	106.095.219
+ 100 puntos básicos	66.574.455	8.473.751	6.182.271	3.876.664	85.107.141

Al 31 de diciembre de 2019:

Cambio en tasa de descuento	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
- 100 puntos básicos	89.069.475	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

(2) Variación correspondiente al beneficio otorgado por el Grupo cubriendo el impuesto de renta por ingresos laborales del personal impatriado y expatriado.

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva–SINTRAELECOL 2015-2018 – Prorrogada a 2020

La Convención Colectiva suscrita con SINTRAELECOL finalizó su vigencia el 30 de junio de 2018, sin embargo, el sindicato no realizó la denuncia y presentación del pliego de peticiones respectivo por lo que el texto convencional se prorrogó de manera automática y por disposición de Ley, por períodos sucesivos de seis (6) meses siendo su nueva fecha de finalización el próximo 31 de diciembre 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 y habiéndose efectuado la presentación del pliego 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. A la fecha no se ha recibido denuncia por parte de la organización sindical.

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 establecida del 1 de junio de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019. El sindicato presentó la denuncia dentro del término de ley y el pliego de peticiones el día 30 de diciembre de 2019, razón por la cual se inició la etapa de arreglo directo el 19 de febrero de 2020.

No obstante, una vez adelantadas las reuniones de negociación según el cronograma acordado, el pasado 16 de septiembre de 2020 las partes dieron por finalizada la etapa de arreglo directo en tanto los intereses y necesidades de cada una son diferentes y como tal sus posiciones se encuentran alejadas, por lo que se solicitó la convocatoria del respectivo Tribunal de Arbitramento ante el Ministerio del Trabajo, órgano que deberá definir el conflicto colectivo con esta organización sindical.

Estructura de Cargos – Artículo 65 Convención Colectiva de Trabajo SINTRAELECOL

La Convención Colectiva suscrita con el sindicato mayoritario SINTRAELECOL, en su artículo 65 estableció la obligación convencional de crear una comisión particular compuesta por representantes de empresa y sindicato, con el fin de elaborar una nueva estructura de cargos para Emgesa y la cual debía tener en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Revisión de denominación de cargos de la Convención Colectiva de Trabajo.
2. Revisión descripciones de cargos.
3. Homologación de requisitos.
4. Valoración de cargos de trabajo metodología HAY (apoyo de consultoría externa contratado por el Grupo).
5. Estructura de cargos, salarios y movilidad.

Tal obligación convencional fue cerrada mediante acta extraconvencional suscrita entre las partes el 8 de junio de 2020, dando cumplimiento total a lo establecido por la norma convencional y beneficiando así a la totalidad de trabajadores beneficiarios de la Convención Colectiva de Trabajo a partir del 01 de julio de 2020.

17. Otros pasivos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Anticipos por venta de energía (1)	$ 64.063.042	$ 26.396.175
Impuestos distintos a la Renta (2)	25.537.583	30.673.087
Ingresos diferidos	3.818.047	3.862.765
Total	**$ 93.418.672**	**$ 60.932.027**

(1) La variación del período corresponde al incremento del anticipo de compras de energía por $37.666.867, principalmente con CARIBE MAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P y AIR-E S.A.S E.S.P. Ver nota 20

(2) Al 31 de diciembre de 2020, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre del 2019
Provisión para pago de impuestos (*)	$ 16.909.524	$ 22.329.524
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (*)	8.628.059	8.343.563
	$ 25.537.583	**$ 30.673.087**

(*) La variación del período corresponde a disminución en retenciones y autorretenciones practicadas por ($5.419.999) y por Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines un aumento de $284.495.

18. Impuestos diferidos, neto

A continuación, se incluye el detalle del activo por impuesto diferido al 31 de diciembre de 2020:

	Saldo Inicial al 31 de diciembre de 2019	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Saldo final al 31 de Diciembre de 2020
Depreciación propiedad, planta y equipo	2.727	(1.772)	955
Impuesto diferido activo	**2.727**	**(1.772)**	**955**
Diferencia en cambio	(7.572)	7.572	-
Impuesto diferido pasivo	**(7.572)**	**7.572**	**-**
Impuesto diferido activo neto	**$ (4.845)**	**$ 5.800**	**955**

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 estos activos.

A continuación, se incluye el detalle del pasivo por impuesto diferido, neto (Emgesa S.A. E.S.P.) al 31 de diciembre de 2020:

	Saldo Inicial al 1 de enero de 2020	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2020
Otras provisiones (1)	$ 13.469.424	$ (2.840.092)	$ –	$ 10.629.332
Obligaciones de aportación definida	9.836.972	199.692	(11.732)	10.024.932
Impuesto diferido activo	**$ 23.306.396**	**$ (2.640.400)**	**$ (11.732)**	**$ 20.654.264**
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(189.102.507)	(50.015.887)	–	(239.118.394)
Forward y swap	(2.459.527)	–	2.999.382	539.855
Impuesto diferido pasivo	**(191.562.034)**	**(50.015.887)**	**2.999.382**	**(238.578.539)**
Impuesto diferido pasivo neto	**$ (168.255.638)**	**$ (52.656.287)**	**$ 2.987.650**	**$ (217.924.275)**

(1) Al 31 de diciembre de 2020, el detalle del impuesto diferido pasivo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 1 de enero de 2020	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Saldo final al 31 de diciembre de 2020
Provisiones de trabajos y servicios	$ 9.089.573	$ (2.042.045)	$ 7.047.528
Provisión Obligaciones Laborales	2.173.952	(618.833)	1.555.119
Provisión Compensación Calidad	762.914	77.370	840.284
Otros	472.986	(472.986)	-
Provisión de Cuentas Incobrables	969.999	(417.172)	552.827
Provisión de Industria y Comercio	–	633.574	633.574
	$ 13.469.424	**$ (2.840.092)**	**$ 10.629.332**

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

- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto Quimbo tienen un tratamiento especial: Los activos en el año 2016 se depreciaron de acuerdo con la vida útil clasificada según el tipo de activo de acuerdo 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 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 2020 por tarifa se presenta a continuación:

	2021 Renta	2022 en adelante Renta
Activos fijos	–	(1.069.931.210)
Provisiones y pasivos estimados	19.358.237	283.259.861
Obligaciones de aportación definida	–	33.416.436
Cartera	–	1.842.754

	2021 Renta	2022 en adelante Renta
	19.358.237	(751.412.159)
Tarifa Renta	31%	30%
Impuesto Renta	6.001.053	(225.423.648)
Ganancias ocasionales	8.647.463	
Tarifa	10%	
Impuesto	864.746	
Industria y Comercio	1.267.148	
Tarifa	50%	
Impuesto	633.574	
Total impuesto diferido crédito	**(217.924.275)**	

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 estos activos.

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	$ 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	(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)**

El impuesto neto a 31 diciembre 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
Depreciación y ajustes por inflación de propiedad, planta y equipo	$ 4.554	$ (1.827)	$ –	$ 2.727
Otras provisiones (1)	24.278.871	(10.817.019)	–	13.461.852
Obligaciones de aportación definida	7.803.697	(181.135)	2.214.410	9.836.972
Impuesto diferido activo	**$ 32.087.122**	**$ (10.999.981)**	**$ 2.214.410**	**$ 23.301.551**
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	**$ (100.428.832)**	**$ (69.624.095)**	**$ 1.792.444**	**$ (168.260.483)**

(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
Provisión de Cuentas Incobrables (a)	$ 13.043.990	$ (12.073.991)	$ 969.999
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	(22.353)	465.414
	$ 24.278.871	**$ (10.817.019)**	**$ 13.461.852**

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

- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto Quimbo tienen un tratamiento especial: Los activos en el año 2016 se depreciaron de acuerdo con la vida útil clasificada según el tipo de activo de acuerdo 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 aplicó depreciación acelerada con el método de reducción de saldos.
- Los demás activos se deprecian por línea recta.
- A partir del año 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	$ 5.536	$ 3.082	$ (639.073.538)
Provisiones y pasivos estimados	23.034.835	(161.455)	14.886.803
Obligaciones de aportación definida	-	-	32.789.898
Cartera	1.539.681	1.539.681	-
	$ 24.580.052	**$ 1.381.308**	**$ (591.396.837)**
Tarifa Renta	32%	31%	30%
Impuesto Renta	**$ 7.865.617**	**$ 428.205**	**$ (177.419.051)**
Ganancias ocasionales	8.647.463		
Tarifa	10%		
Impuesto	864.746		
Impuesto diferido, neto	**$ (168.260.483)**		

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 estos activos.

19. 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 al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

Accionistas	Acciones Ordinarias Con Derecho a Voto		Acciones Preferenciales Sin Derecho a Voto		Composición Accionaria	
	(%) 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.

Las acciones preferentes no otorgan un derecho a recibir un dividendo fijo total garantizado, así como esas acciones no contienen una fecha establecida para su redención.

(*) Cifra expresada en USD.

Distribución de dividendos

La Asamblea General de Accionistas del 25 de marzo de 2020 según acta No.103, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2019 por $871.166.400, que serán pagados así: El 100% del dividendo preferente y el 38% del dividendo ordinario, el 20 de mayo de 2020; el 37% el 15 de octubre de 2020 y el 25% el 20 de enero de 2021.

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.

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 más 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.

Paralelo al desarrollo del Tribunal y específicamente en el último trimestre de 2020, se llevaron a cabo mesas de negociación entre los accionistas a fin de resolver sus diferencias. Producto de estas, el 29 de enero de 2020 Enel Américas suscribió un nuevo acuerdo marco de inversión con Grupo Energía Bogotá; dentro de los principales acuerdos alcanzados, está la integración del negocio renovable a sus inversiones conjuntas, la definición de nuevas reglas de gobierno corporativo más acorde a los nuevos objetivos y oportunidades de esta etapa y las partes propondrían acuerdos de conciliación para terminar las demandas arbitrales existentes entre ellas.

En la fase probatoria que ocurrió entre octubre de 2019 a noviembre de 2020, se recibieron testimonios, se practicó inspección Judicial a Enel Américas, hubo exhibición de documentos de CODENSA, EMGESA, EGP COLOMBIA, ENEL AMERICAS, más de 10 dictámenes periciales y sus audiencias de contradicción, entre otras pruebas.

El 4 de diciembre de 2020, se cerró la etapa probatoria, corriéndose traslado para presentar las alegaciones finales de las partes, se fija fecha para el 10 de febrero de 2021 para presentar los alegatos.

Este proceso es atendido directamente por los abogados de Enel Américas. Considerando la fase de alegaciones finales en la que se encuentra el proceso, precedida por un acuerdo de conciliación para terminar este litigio, la contingencia se califica como remota. La administración considera que esta situación no afecta los estados financieros intermedios separados condensados al 31 de diciembre de 2020.

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 Emgesa S.A. E.S.P., 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, en éstas 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 18 de marzo de 2020, se notificó a Emgesa S.A. E.S.P. la admisión de la reforma a la demanda presentada por GEB, lo cual implica que debemos contestar en un término no mayor a diez días.

Luego de contestada la reforma de la demanda, las partes de común acuerdo solicitaron la suspensión del proceso hasta el 3 de mayo de 2021, por cuanto los accionistas se encuentran adelantando mesas de trabajo para solucionar sus diferencias. De resultar favorable su resultado, esto permitirá la terminación de estos trámites arbitrales.

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

- Acta No. 451 del 14 de diciembre de 2017
- Acta No. 452 del 23 de enero de 2018

- Acta No. 453 del 21 de febrero de 2018
- Acta No. 454 del 20 de marzo de 2018
- Acta No. 455 del 24 de abril de 2018
- Acta No. 456 del 22 de mayo de 2018
- Acta No. 457 del 20 de junio de 2018
- Acta No. 458 del 17 de julio de 2018
- Acta No. 459 del 21 de agosto de 2018
- Acta No. 460 del 25 de septiembre de 2018
- Acta No. 462 del 23 de octubre de 2018
- Acta No. 463 del 22 de noviembre de 2018
- Acta No. 464 del 19 de diciembre de 2018
- Acta No. 465 del 22 de enero de 2019
- Acta No. 466 del 20 de febrero de 2019
- Acta No. 467 del 20 de marzo de 2019

Asamblea General de Accionistas:

- Acta No. 98 del 13 de febrero de 2018
- Acta No. 99 del 20 de marzo 2018
- Acta No. 100 del 20 de septiembre de 2018
- Acta No. 101 del 18 de enero de 2019
- Acta No. 102 del 26 de marzo 2019

Reservas

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Reserva Legal (1)	$ 327.611.157	$ 327.611.157
Reserva (Art. 130 ET) (2)	223.904.394	232.564.241
Otras Reservas	178.127	178.127
	$ 551.693.678	**$ 560.353.525**

(1) De acuerdo con la Ley colombiana, el Grupo 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 25 de marzo de 2020, según Acta No.103, ordenó la reversión de reserva fiscal por $8.659.847, por concepto de la depreciación de los activos que contablemente resultó superior a la fiscal al 31 de diciembre de 2019. 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.

Utilidad por acción

La utilidad básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia neta del período atribuible a los accionistas del Grupo y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de las mismas en circulación durante dicho período, una vez efectuada la apropiación de los dividendos preferentes correspondientes a 20.952.601 acciones al 31 de diciembre de 2020 del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. Los dividendos preferentes tienen un valor de US$0,1107 por acción (*).

(*) Cifra expresada en USD

20. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Venta de Energía (1)	$ 4.166.550.763	$ 3.982.801.268
Venta de Gas (2)	81.045.223	86.875.080
Ventas certificados	132.267	-
Total ingresos de actividades ordinarias	**4.247.728.253**	**4.069.676.348**
Otros Ingresos (3)	33.574.315	21.890.628
Total ingreso de actividades ordinarias y otros ingresos	**$ 4.281.302.568**	**$ 4.091.566.976**

(1) La variación en las ventas de energía a 31 de diciembre de 2020 por $183.749.495 se presenta por el incremento del precio unitario (238 COP/kWh en 2020 Vs 217 COP/kWh en 2019), efecto precio por $365.209.097, principalmente en contratos a precio fijo por atraso de Hidroeléctrica Ituango; parcialmente compensado con un efecto de menor venta de (-837GWh) de ($181.459.602) por menor demanda del Mercado no Regulado (COVID19) y menor generación hidráulica.

(2) Las ventas de gas presentan una disminución respecto a 2019 por $5.829.857, principalmente por menores ventas de suministro por 1.049.849 Mbtus; debido a que los clientes del mercado no regulado no presentaron consumo en periodos de cuarentena obligatoria.

(3) Los otros ingresos aumentaron en $11.374.173, representado principalmente por penalidad asociada a compensación por perjuicios asociados a equipos de la central hidroeléctrica El Quimbo por $12.506.434 y la estimación del margen esperado por venta de certificados de bonos de carbono teniendo como referencia la vigencia de emisión y las opciones de comercialización por $15.127.302; compensado con el finiquito correspondiente a la indemnización de seguros por siniestro de la central hidroeléctrica El Quimbo por ($16.010.050) recibido en junio de 2019.

Reconciliaciones Negativas Resolución CREG 176 de 2015

El 26 de febrero de 2016 el Grupo 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 el Grupo 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 el Grupo 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.

El Grupo 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 el Grupo 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 el Grupo, 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 esta 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 2020 no presenta actualización adicional.

Desagregado de los ingresos de contratos con clientes

El Grupo obtiene sus ingresos de contratos con clientes, por la transferencia de bienes y/o servicios 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.

		Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Categorías	***Satisfacción de las obligaciones de desempeño***		
Venta de Energía Mercado Mayorista	*–A lo largo del tiempo*	$ 2.352.226.486	$ 2.193.763.445
Venta de Energía Clientes no Regulados	*–A lo largo del tiempo*	1.301.972.653	1.369.108.743
Venta en Bolsa de Energía	*–A lo largo del tiempo*	512.351.624	419.929.080
Total Venta de Energía		**4.166.550.763**	**3.982.801.268**
Venta de Gas	*–A lo largo del tiempo*	81.045.223	86.875.080
Total Venta de Gas		**81.045.223**	**86.875.080**
Ventas certificados		132.267	-
Total Venta de certificados verdes		**132.267**	**-**
Otros Ingresos	*–A lo largo del tiempo/en un punto del tiempo*	33.574.315	21.890.628
Total Otros Ingresos		**$ 33.574.315**	**$ 21.890.628**
Total Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación		**$ 4.281.302.568**	**$ 4.091.566.976**

Activos y pasivos contractuales

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

Pasivos contractuales: El Grupo presenta los pasivos del contrato en el estado consolidado de situación financiera, en el rubro de otros pasivos no financieros corrientes (Ver Nota 17). Los pasivos del contrato reflejan las obligaciones del Grupo, en la transferencia de bienes y/o servicios a los clientes por los que la entidad ha recibido una contraprestación anticipada.

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

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
–Clientes Mayorista	$ 48.621.352	$ 13.513.912
–Clientes No Regulado	15.441.690	12.882.263
	$ 64.063.042	**$ 26.396.175**

Satisfacción de las obligaciones de desempeño

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

> **Venta de Energía Clientes No regulados, Mayoristas y Bolsa.**

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

> **Venta de Gas**

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

> **Otros Ingresos**

Los otros ingresos presentan obligaciones de desempeño, satisfechas a lo largo del tiempo ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, ejemplo de ingresos reconocidos a lo largo del tiempo son: desviaciones del comercializador, respaldo de energía en el mercado secundario y venta de certificados de carbono CO2 principalmente.

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

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.
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. - Certificados de Carbono CO2	–Corresponde a operaciones de venta, administración y mantenimiento de otros conceptos fuera del Core de negocio. - Corresponde a la reducción de emisiones CO2 realizadas por el Grupo que son susceptibles de certificarse.
	–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**

El Grupo 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 el Grupo 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**

El Grupo presta servicios de administración operación y mantenimiento, vende desperdicios de material y cenizas y reconoció como ingreso la reducción de emisiones CO2 susceptible de certificarse al 31 de diciembre de 2020. 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 su control 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**

El Grupo 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 esta 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 el Grupo tiene derecho a recibir como contraprestación por parte de los clientes, el valor de los bienes y/o servicios suministrados a los clientes, hasta la fecha de su prestación.

> **Ingresos reconocidos como pasivos del contrato**

El Grupo 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**

El Grupo no presenta costos por obtener o cumplir contratos, por lo que no tiene activos asociados a este concepto.

21. Aprovisionamientos y servicios

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Compras de energía (1)	$ 664.455.006	$ 686.479.986
Gastos de transporte de energía (2)	467.953.997	456.232.074
Impuestos asociados al negocio (3)	132.922.170	131.986.172
Otros aprovisionamientos variables y servicios (4)	110.066.221	94.087.117
Consumo de combustible (5)	81.534.567	93.427.675
Compra y consumo de gas	65.411.750	65.540.178
	$ 1.522.343.711	**$ 1.527.753.202**

(1) La variación a 31 de diciembre de 2020 por ($22.024.980) corresponde a mayores compras (+320GWh) por $65.164.855; compensado con menor precio por ($87.189.835).

(2) La variación a 31 de diciembre de 2020 por $ 11.721.923 corresponde a cargos regulados derivados de incremento en las tarifas de STR (sistema de transmisión regional) SDL (sistema de red local), ADD (áreas de distribución) y CPROG (costo eficiente del programa de reducción de pérdidas eficientes).

(3) Impuestos asociados al negocio:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Contribuciones y Regalías Ley 99 de 1993 (a)	93.199.756	94.593.829
Fondo Solidaridad Reforma Ley 633 (b)	29.357.535	30.094.529
Otros impuestos locales asociados al negocio	7.168.788	4.449.419
Impuesto de Industria y Comercio	3.196.091	2.848.395
	132.922.170	**131.986.172**

(a) De acuerdo con la Ley 99 de 1993, el Grupo está obligado 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:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Restricciones (a)	$ 46.630.227	$ 51.097.203
Contribuciones Entes Reguladores (b)	23.935.188	3.567.578
Costo CND, CRD, SIC	18.528.165	17.476.415
Otros servicios de apoyo a la generación	10.737.183	12.881.362
Mercado Secundario Cargo por Confiabilidad	10.114.602	8.930.521
Servicios de lectura	120.856	134.038
	$ 110.066.221	**$ 94.087.117**

(a) Al 31 de diciembre de 2020, se presenta menor costo de restricciones por ($4.466.976); potencializado por mayor precio de bolsa para 2020, dado por condiciones hidrológicas del sistema.

(b) La contribución a entes reguladores presenta un incremento a 31 de diciembre, dado que el artículo 85 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 18 de la Ley 1955 de 2019 y el artículo 23 numeral 9 del Decreto 990 de 2002, facultan a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para liquidar y cobrar anualmente una contribución especial a las entidades sometidas a su inspección, vigilancia y control para recuperar los costos en que incurre. En el artículo 314 de la Ley 1955 de 2019 estableció una contribución adicional a aquella definida en el artículo 85 de la Ley 142 de 1994, destinada al fortalecimiento del Fondo Empresarial de la Superservicios, esta variación en el cálculo de la contribución especial y el cobro de la contribución adicional origina la variación en el costo de contribuciones a entes reguladores por $20.367.610.

(5) La variación a 31 de diciembre de 2020 por $11.893.108, corresponde a la disminución en consumo de combustible líquido para la generación de la Central Cartagena por ($17.024.968) y aumento de consumo de carbón para la central Termozipa por $5.131.860.

22. Gastos de personal

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Sueldos y salarios (1)	$ 84.535.145	$ 84.039.762
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	21.765.351	20.335.651
Otros gastos de personal (2)	7.575.625	19.400
Gasto por obligación por beneficios post empleo (3)	1.583.230	679.899
	$ 115.459.351	**$ 105.074.712**

(1) Los sueldos y salarios para el 2020 y 2019 se constituyen de los siguientes conceptos:

Descripción	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Salario	$ 53.545.540	$ 51.121.439
Bonificaciones	12.128.684	17.089.101
Vacaciones	6.152.508	5.753.564
Prima de Servicios	4.851.796	4.899.238
Cesantías	3.969.917	2.849.499
Amortización Beneficios Empleados	3.886.700	2.326.921
Total sueldos y salarios	**$ 84.535.145**	**$ 84.039.762**

(2) La variación corresponde principalmente al reconocimiento de la provisión Transition Fund, la cual consiste en optimizar la plantilla de personal y procesos a través de la automatización y digitalización en las diferentes áreas y líneas de negocio del Grupo. El valor de la provisión constituida fue de $7.575.625 por tres años, con una tasa de descuento en los flujos a largo plazo del 4,10%.

(3) En el 2020 Emgesa registró por cálculo actuarial, el costo financiero de cesantías y quinquenios por $1.583.230 y en el 2019 Emgesa registró un gasto de beneficio post empleo por $679.899 correspondiente a primas especiales de quinquenios.

23. Otros gastos fijos de explotación

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1)	$ 51.140.105	$ 43.743.763
Otros suministros y servicios	38.117.277	39.431.393
Tributos y tasas (2)	27.822.601	3.547.689
Primas de seguros	26.091.763	23.810.152
Reparaciones y conservación	18.291.690	20.924.974
Arrendamientos y cánones	1.343.676	782.533
Gastos de Transportes y viajes	790.638	2.358.165
	$ 163.597.750	**$ 134.598.669**

(1) A continuación, se presenta el detalle de servicios profesionales independientes, externalizados y otros:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Otros contratos de administración y operación	$ 14.867.505	$ 13.609.274
Servicios de desarrollo de software y aplicaciones informáticas	14.617.213	9.417.777
Honorarios	14.470.693	10.659.351
Servicio de telemedida	4.660.395	6.801.761
Gastos de expatriados	2.524.299	3.255.600
	$ 51.140.105	**$ 43.743.763**

(2) Corresponde principalmente al reconocimiento de las sanciones de los siguientes conceptos: corrección renta 2016 – 2019, fallo en segunda instancia proceso renta 2003 y contingencia contratos del exterior.

24. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Depreciaciones (Ver Nota 11) (1)	$ 224.012.801	$ 228.590.051
Amortizaciones (Ver Nota 10)	21.492.562	13.640.826
Depreciaciones y Amortizaciones	**245.505.363**	**242.230.877**
Deterioro activos financieros y no financieros (2)	1.215.957	455.677
	$ 246.721.320	**$ 242.686.554**

(1) Al 31 de diciembre de 2020 se presenta disminución en la depreciación con respecto al año 2019 principalmente por las bajas realizadas en el año 2020 asociadas a diferentes clases de activos; representado así: construcciones, maquinaria y otros bienes ($6.540.158); centrales térmicas ($1.608.086). Por otra parte, se presentó incremento en la depreciación en centrales hidráulicas por $3.089.718; los activos en renting por $481.276.

(2) Al 31 de diciembre de 2020, 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 ($969.872) y el modelo colectivo aplicado sobre los otros activos no financieros, generando un gasto por deterioro por $2.184.879.

25. Resultados financieros

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (1)	$ 14.030.756	$ 15.468.945
Intereses de cuentas por cobrar	4.404.026	3.143.658
Intereses por financiación a clientes	874.073	1.068.330
Intereses por financiación a vinculados	899.408	852.038
Ingresos financieros	**20.208.263**	**20.532.971**
Obligaciones financieras (2)	(205.662.766)	(258.505.119)
Intereses mora impuestos (3)	(41.634.282)	0
Otros costos financieros (4)	(25.873.262)	(22.539.474)
Gravamen a los movimientos financieros	(10.278.707)	(11.454.481)
Obligación por beneficios post empleo (5)	(5.285.453)	(5.923.573)
Gastos financieros NIIF 16	(847.124)	(872.893)
Arrendamientos financieros (Leasing)	(16.163)	(76.057)
Gastos financieros	**(289.597.757)**	**(299.371.597)**
Gastos financieros capitalizado (6)	8.112.313	13.566.737
Gastos financieros, netos	(281.485.444)	(285.804.860)
Ingreso por diferencia en cambio realizada (7)	20.611.353	26.824.101
Gasto por diferencia en cambio no realizada (7)	(19.811.723)	(27.252.614)
Diferencias de cambio, neto	799.630	(428.513)
Total resultado financiero neto	**$ (260.477.551)**	**$ (265.700.402)**

(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 frente al 2019 corresponde principalmente a:

El Banco de la República inició año con una tasa de intervención del 4,25%, para mitigar la afectación en la economía del país por efecto de la pandemia tomó la decisión de bajarla gradualmente hasta llegar a octubre a 1,75% y así se mantuvo durante el resto de año 2020.

(2) Las obligaciones financieras a 31 de diciembre de 2020 corresponden a intereses por los bonos emitidos y generados bajo el programa de emisión y colocación de bonos por el Grupo, así:

Operación		Valor
Bonos emitidos	$	205.662.767
Total Gasto de Obligaciones F.	**$**	**205.662.767**

Las obligaciones financieras a diciembre 31 de 2019 corresponden a intereses por los bonos emitidos y generados bajo el programa de emisión y colocación de bonos por el Grupo, así:

Operación		Valor
Bonos emitidos	$	250.230.991
Club Deal		8.274.128
Total Gasto de Obligaciones F.	**$**	**258.505.119**

(3) La variación corresponde a los intereses generados en las correcciones de CREE del año 2019, renta de los años 2003, 2016, 2017, 2018, 2019 y contratos del exterior, así:

		Intereses
Renta 2003	$	28.907.685
Contratos del Exterior		7.357.048
Renta 2017		3.748.355
Renta 2016		2.728.801
CREE 2016		1.637.281
Renta 2018		(187.834)
Renta 2019		(2.557.054)
Total	**$**	**41.634.282**

(4) La variación corresponde al gasto financiero de operación securitización por $3.701.098, actualización financiera pasivo ambiental ($4.124.352); deterioro de cuentas por cobrar ($2.580.722), gastos financieros ($432.825) y actualización VPN ($179.376).

(5) Las obligaciones por beneficios post empleo variaron respecto al cálculo actuarial en los principalmente siguientes rubros; costo financiero pensiones y cesantías $474.969, costo financiero quinquenios $103.186 y costo financiero beneficios $59.563.

(6) El gasto financiero capitalizable en el 2020 corresponde a los siguientes proyectos:

Central	Proyecto		Valor
Térmica	Proyecto Beep Others (mejoramiento ambiental y Life Extension)	$	6.370.503
Hidráulica	Obras adicionales presa central Quimbo		1.741.810
	Total	**$**	**8.112.313**

Al 31 de diciembre de 2019:

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**

(7) Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambio corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2020	
	Ingresos por diferencia en cambio	**Gastos por diferencia en cambio**
Saldos en bancos	$ 13.637.233	$ (15.742.948)
Cuentas comerciales	434	-
Otros activos	(13.651)	(442.139)
Total activos	**$ 13.624.016**	**$ (16.185.087)**
Cuentas por pagar bienes y servicios	6.633.898	(3.450.985)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	353.439	(175.651)
Total pasivos	**$ 6.987.337**	**$ (3.626.636)**
Total diferencia en cambio	**$ 20.611.353**	**$ (19.811.723)**

	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	3.112.028	(2.534.853)
Total activos	**$ 25.328.106**	**$ (26.954.808)**
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	**$ 26.824.101**	**$ (27.252.614)**

La tasa nominal anual para capitalización de costos por intereses al 31 de diciembre de 2020 y 2019 corresponde a 6,71% y 8,21%, respectivamente.

26. Resultados en ventas de activos

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Resultado en Venta de Activos	$ (1.191.079)	$ (3.359.067)
	$ (1.191.079)	**$ (3.359.067)**

Al 31 de diciembre de 2020 el Grupo presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por $1.191.079, correspondientes a: i) bajas con efecto en pérdida por ($1.571.063) entre las Centrales hidráulicas ($355.004), Centrales térmicas ($840.985), y los vehículos arrendados por terminación de contrato por $(375.074); y ii) Bajas con efecto en utilidad por $379.984 las cuales obedecen a predios de centrales hidráulicas.

27. 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:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Impuesto corriente periodo	$ 604.162.857	$ 525.594.785
Impuesto por ganancia ocasional	37.021	50.411
Impuesto de renta corriente contra patrimonio	469.308	(327.825)
Descuento ICA y Donaciones	(2.258.869)	(1.078.964)
Impuesto de renta corriente años anteriores (1a)	42.666.414	(2.465.355)
Total impuesto corriente	**$ 645.076.731**	**$ 521.773.052**
Impuesto de renta años anteriores diferido (1b)	(3.216.528)	246.321
Movimiento impuesto diferido	55.867.015	69.368.076
Total impuesto diferido	**52.650.487**	**69.614.397**
Gasto por impuesto de renta	**$ 697.727.218**	**$ 591.387.449**

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 2020 liberados $ 8.659.848, quedando un saldo de reserva por $ 223.904.394.

(1) El impuesto de renta de años anteriores está compuesto por:

(a) Valor ajuste de renta 2019 por $42.666.414 el cual corresponde a diferencias entre:

- El valor provisionado y el gasto real de la declaración de renta del año gravable 2019.
- Correcciones rentas 2016 al 2019
- Fallo segunda instancia de la renta 2003
- Contingencia por el no registro de contratos ante la DIAN.

(b) Valor de impuesto diferido por diferencia de provisiones y cálculo actuarial por $ 3.216.528

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 2020:

Reconciliación tasa efectiva de impuestos	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Ganancia del ejercicio	$ 1.283.908.550	$ 1.232.152.218
Gasto por impuesto a las ganancias	697.727.218	591.387.449
Ganancia antes de impuesto	**$ 1.981.635.768**	**$ 1.823.539.819**
Tasa legal de impuesto vigente	32%	33%
Impuesto según tasa legal vigente	**$ (634.123.446)**	**$ (601.768.140)**
Diferencias permanentes:		
Ajuste renta año anterior (1)	(42.666.414)	2.219.035
Otras diferencias permanentes (2)	(24.763.591)	(64.688)
Impuestos no deducibles (3)	(1.644.593)	(2.884.133)
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes	(1.606.546)	2.182.967
Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (4)	(967.863)	(793.572)
Intereses presuntos	(644)	(2.793)
Utilidad por venta de activos fijos gravados con ganancia ocasional	81.446	50.411
Deducciones por activos fijos reales productivos	1.692.340	2.732.090
Descuento Industria y Comercio y 25% Donaciones	2.892.443	1.078.963
Depreciación contable valor depreciación fiscal	3.379.650	5.862.411
Total diferencias permanentes	$ (63.603.772)	$ 10.380.691
Gasto por Impuesto a las Ganancias	**$ (697.727.218)**	**$ (591.387.449)**

(1) Corresponde al ajuste de la declaración del impuesto sobre la renta en 2018 por $2.219.010 en 2019; en 2020 corresponde al mayor gasto registrado en las cuentas de impuesto por la corrección de las rentas 2016 a 2019 y el fallo en segunda instancia por $32.359.946, ajuste de renta por ($4.662.889) y por la contingencia de contratos al exterior sin registro ante la DIAN por $14.969.357 para un total de $42.666.414.

(2) Corresponde principalmente al 32 % de rechazo de la sanción e intereses de las correcciones de renta 2016 a 2019 y fallo segunda instancia 2003 por $21.105.822, y rechazo de gastos no deducibles de registros de contratos del 2020 ante la DIAN por 2.190.299 y otros no deducibles por $1.491.989.

(3) Corresponde principalmente al 33% en 2019 ($1.936.153) y al 32% en 2020 ($1.644.593) del gravamen a los movimientos financieros no deducible fiscalmente.

(4) Corresponde al 33% provisiones de gastos no deducibles por ($ 793.487) y rechazo gasto de Industria y Comercio por $ 943.092 en el 2019; en el 2020 corresponde al 32% de rechazo del gasto de Industria y comercio por ($ 967.863).

28. Utilidad por acción

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas del Grupo 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 2020, no se tiene acciones comunes adquiridas por el Grupo.

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios	$ 1.283.152.110	$ 1.232.152.218
Dividendos preferenciales (1)	7.961.522	7.601.172
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios ajustado por Dividendos preferenciales	1.275.190.588	1.224.551.046
Promedio ponderado de las acciones en circulación	148.914.162	148.914.162
Utilidad por acción básica (*)	**$ 8.563,26**	**$ 8.223,20**

(*) 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.

29. Resultado integral

El detalle del otro resultado integral se presenta a continuación:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos:		
Pérdidas en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (1)	$ (37.369)	$ (1.948.552)
Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	(1.712.482)	(8.131.850)
Ganancias por coberturas de flujos de efectivo (4)	-	959
Otro resultado que no se reclasificará al resultado del ejercicio, antes de impuestos	**$ (1.749.851)**	**$ (10.079.443)**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Perdidas por coberturas de flujos de efectivo	(1.474.375)	1.066.579
Otro resultado que se reclasificará al resultado del ejercicio, antes de impuestos	**$ (1.474.375)**	**$ 1.066.579**
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos		
Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (3)	457.577	1.886.585
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificara al impuesto del ejercicio	**$ 457.577**	**$ 1.886.585**
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos		
Efecto de impuesto por coberturas de flujos de efectivo (5)	2.999.382	(421.966)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificara al impuesto del ejercicio	**$ 2.999.382**	**$ (421.966)**
Total otro resultado integral	**$ 232.733**	**$ (7.548.245)**

(1) Al 31 de diciembre de 2020, 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 2020 y 2019 las pérdidas actuariales con efecto en el patrimonio se presentan a continuación:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020		Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019	
	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas
Saldo Inicial	**$ (27.867.394)**	**$ (1.624.100)**	**$ (22.528.415)**	**$ (717.814)**
Ganancia actuarial	(1.427.484)	(284.998)	(7.225.564)	(906.286)
Impuesto corriente y diferido	457.577	-	1.886.585	-
Saldo Final	**$ (28.837.301)**	**$ (1.909.098)**	**$ (27.867.394)**	**$ (1.624.100)**

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 2020 y 2019, respectivamente, como se detalla a continuación:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Impuesto a las ganancias	$ 11.732	$ 327.825
Impuesto diferido	(469.309)	(2.214.410)
Saldo Final	**$ (457.577)**	**$ (1.886.585)**

(4) Al 31 de diciembre de 2020, 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 2020 y 2019, corresponde al impuesto diferido relacionado con las coberturas de flujos de efectivo, detallado a continuación:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2019
Impuesto diferido relacionado con coberturas de flujos de efectivo	$ (2.999.382)	$ (421.966)
Saldo Final	**$ (2.999.382)**	**$ (421.966)**

30. 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 2020			
	(en EUR)	(en US Dólares)	(en CHF Franco Suizo)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	-	396.368	-	$ 1.360.533
Deudores	448.998	4.806.103	-	18.382.666
Cuentas por pagar	(442.419)	(7.062.976)	-	(26.101.752)
Posición pasiva neta	**6.579**	**(1.860.505)**	**-**	**$ (6.358.553)**

	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)**

31. Sanciones

Al 31 de diciembre de 2020 el estatus de las sanciones se presenta a continuación:

No se tienen sanciones por incumplimientos regulatorios, específicamente la Ley 142, la Ley 143 y la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, tampoco investigaciones abiertas por este tema.

Sanciones ambientales

a) La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra el Grupo por $2.503.259, por el presunto incumplimiento a la Licencia Ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho la demanda ya fue admitida.

   Se presentaron los alegatos y el proceso se encuentra al despacho desde el 10 de marzo de 2020 para fallo de primera instancia.

b) La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a Emgesa 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 (Acciones judiciales), la CAM contestó la demanda. Posterior a la suspensión del proceso decretada por el Tribunal Administrativo del Huila con ocasión de las medidas de emergencia por el COVID19, en el mes de diciembre de 2020 se llevó a cabo la audiencia inicial y se practicó el testimonio técnico solicitado por Emgesa, la audiencia de pruebas continuará el próximo 20 de enero de 2021.

c) El 12 de enero de 2018 Emgesa 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 con 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 con 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 Emgesa 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 al Grupo 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 para el Grupo 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 Emgesa por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de La Galda.

Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho contra la CAM. El 10 de noviembre de 2020, se llevó a cabo la audiencia inicial y se programó la audiencia de pruebas para el próximo 27 de enero de 2020.

Sanciones fiscales

a) Pago de intereses por retención y autorretención en el municipio de Cali por $6 bimestre VI 2019.

b) Pago de intereses por retención en el municipio de San Antonio, por $166 bimestre VI 2019.

c) Sanción por retención de ICA en el municipio de Apulo, por $356 año gravable 2018 más intereses de mora por $20.

d) Sanción por retención de ICA en el municipio de Útica, por $356 año gravable 2018 más intereses de mora por $89.

e) Sanción por retención y autorretención en el municipio de Cali, por $178 bimestre VI 2019.

f) Sanción por retención en el municipio de San Antonio, por $1.550 bimestre VI 2019.

g) Sanción por inscripción extemporánea del Registro de Información Tributaria (RIT) en el municipio de Pitalito por $359 año 2020.

h) Sanción por retención de ICA en el municipio de Subachoque por $214 bimestre I 2020.

i) Pago de intereses por retención en el municipio de Subachoque por $1 bimestre I 2020.

j) Sanción por autorretención de ICA en el municipio de Santa Marta bimestre I, II, III 2020 por $426.

k) Pago de intereses por autorretención en el municipio Santa Marta bimestre I, II, III 2020 por $6.

l) Sanción por retención ICA municipio de Barranquilla $199 julio 2020.

m) Pago de intereses de mora retención ICA municipio de Barranquilla $ 2 julio 2020.

n) Sanción por autorretención ICA Municipio de Cali $178 bimestre IV 2020.

o) Pago de intereses de mora retención ICA município de Cali $1 bimestre IV 2020.

p) Sanción por autorretención ICA municipio de Santa Marta $142 bimestre IV 2020.

q) Sanción por corrección de rentas años 2016, 2017,2018 y 2019 por valor de $1.806.652 e intereses de mora asociados a la corrección de $5.369.549.

r) Sanción e intereses en fallo judicial de segunda instancia Renta 2003 por $49.111.541.

s) Sanción declaración de retención ICA municipio de Granada por $293.000 e intereses de mora por $20.

t) Sanción por presentación extemporánea de información de medios magnéticos año 2019 municipio de Mosquera por $214.000.

u) Sanción por extemporaneidad en declaración de retención de ICA del municipio de Tunja por $356 e intereses de mora de $2.

v) Sanción por extemporaneidad en declaración de retención de ICA municipio de Granada mes de mayo por $293 e interés de mora de $20.

32. Otros seguros

El Grupo adicionalmente a los seguros con la de Propiedad, Planta y Equipo (Ver Nota 11), cuenta con los siguientes:

Bien/persona asegurada	Riesgos Cubiertos	Valor asegurado Cifras en Miles	Vencimiento	Compañía Aseguradora
Empleados con contrato directo con el Grupo	Muerte, incapacidad total y permanente	Suma asegurada máxima individual $1.800.000	31/01/2021	Seguros Bolívar
Consejeros o directivos	Responsabilidad civil de directores y administradores	$18.580.362	10/11/2021	SBS Seguros

33. Compromisos y contingencias

I. Compromisos de compra:

El Grupo al 31 de diciembre de 2020 tiene compromisos por compra de energía (pague lo contratado a precios corrientes), gas natural, fuel oil y carbón así:

Período	Gas Natural	Fuel Oil	Carbón	Energía	Total
2020-2023	$ 130.381.030	$ 70.780.605	$ 50.537.577	$ 167.006.952	$ 418.706.164
2024-2029				91.792.739	91.792.739
Total	**$ 130.381.030**	**$ 70.780.605**	**$ 50.537.577**	**$ 258.799.691**	**$ 510.498.903**

Al 31 de diciembre de 2020 el Grupo tiene compromisos de venta de energía en contratos de

largo plazo para el período de 2020-2029 por $258.799.691.

El siguiente es el resumen de los compromisos de compra de materiales y servicios

Período	Materiales	Servicios	Total
2021	$ 44.869.941	$ 24.837.308	$ 169.707.249
2022-2023	719.144.084	251.212.475	970.356.559
2024-2033	–	4.339.158	4.339.158
Total	**764.014.025**	**$ 380.388.941**	**$ 1.144.402.966**

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 el Grupo, con el objetivo de unir esfuerzos para garantizar la construcción de la Estación Elevadora Canoas, mediante aporte económico y de operación que ofrece el Grupo. Cabe destacar la importancia que tiene para los habitantes de la cuenca del río 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 del Grupo 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 el Grupo 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. El Grupo 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, el Grupo recibirá la Estación Elevadora para operarla y mantenerla.

Para el año 2020, se realizaron las siguientes actividades:

> La revisión de ingeniería básica desarrollada en estudios previos adelantados por EAB.

> La apropiación de esta ingeniería por parte del Consorcio Canoas e inicio de la ingeniería de detalle con ejecución de estudios de suelos y elaboración de modelos hidráulicos para la operación de los pozos de cribado y bombeo.

> La Terminación de ingeniería de detalle de las diferentes especialidades (geotecnia, estructural, hidráulica, eléctrica, mecánica y control).

> El Inicio de movilización de equipos para adecuación de zonas de campamento y vías e inicio de obras civiles previas en el interceptor Tunjuelo – Canoas para continuar con la construcción de los pozos de cribado y bombeo.

> Se encuentra pendiente la aprobación de compra de equipo electromecánico principal y de control.

Durante el año 2020, no se ha realizado ningún movimiento financiero por parte de Enel Emgesa.

III. Contingencias y Arbitrajes

El Grupo 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 el Grupo y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera. La variación entre el 31 de diciembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, corresponde a los siguientes procesos:

TIPO DE PROCESO	DEMANDANTE	OBJETO DE LA DEMANDA	VALOR	ACCIÓN	MES
Laboral Ordinario	Ángel María Villalba Lara	pago de horas dominicales, festivos y horas extras	$ 44.390	Proceso Nuevo	feb-20
Laboral Ordinario	Manuel Vicente Jiménez Castillo	pago de horas dominicales, festivos y horas extras	$ 44.390	Proceso Nuevo	feb-20
Acción popular	Efraín Montañez Contreras	La acción popular se perfila a procurar el amparo de los derechos colectivos a la seguridad y prevención de desastres previsibles técnicamente, con ocasión al mal estado del tramo vial conocido como "La Variante" del Municipio de Santa María (Boyacá), que el accionante identifica como de propiedad de EMGESA S.A. ESP.	Indeterminada	Proceso Nuevo	mar-20
Laboral Ordinario	Hernando González Rodríguez	Reconocimiento y pago de horas extras	$ 44.390	Proceso Nuevo	ago-20
Penal	Isidro Martínez Acuña	Conflictos judiciales previos con EMGESA	Indeterminada	Proceso nuevo	Agos-20
Laboral Ordinario	Libardo Urrea Quigua	Que se declare la ineficacia del despido, que se ordene el reintegro y se condene a EMGESA a la indemnización por despido sin justa causa y salarios dejados de percibir	$ 47.843	Proceso Nuevo	Sep-20
Laboral Ordinario	Rodolfo Castañeda	Pago de horas dominicales, festivos y horas extras	$ 44.390	Proceso nuevo	Oct-20
Laboral Ordinario	Floriberto Peña Sierra	Pago de horas dominicales, festivos y horas extras	$ 44.390	Proceso nuevo	Oct-20
Laboral Ordinario	Miguel Ángel Olmos Farfán	Pago de horas dominicales, festivos y horas extras	$ 44.390	Proceso nuevo	Oct-20
Penal	Tala Ilegal–Embalse Muña // Emgesa–Victima	Daño en bien ajeno	Indeterminada	Proceso nuevo	Dic-20
Penal	Fabio Augusto Martínez Lugo // Victima	Interceptación de datos informáticos, violación de datos personales y concierto para delinquir	Indeterminada	Proceso nuevo	Dic-20

TIPO DE PROCESO	DEMANDANTE	OBJETO DE LA DEMANDA	VALOR	ACCIÓN	MES
Adm_ Contractuales_ Administrativas	Diego Hernán Sandoval Castro	Declarar la nulidad del contrato suscrito entre consorcio VIG con Emgesa producto de la licitación CEQ519	$ 2.260.008	Terminación proceso	ene-20
Civil Ordinario	Quiterio Trujillo	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	Indeterminada	Terminación proceso	mar-20
Pertenencias	Flor Ángela Rodríguez	Proceso de pertenencia promovido por ocupante de bien inmueble de propiedad del Grupo.	Indeterminada	Terminación proceso	mar-20
Penal	Incidente VITARA NCQ821–Javier Ricardo Sánchez	INCIDENTE VITARA NCQ821–JAVIER RICARDO SANCHEZ	Indeterminada	Terminación proceso	abr-20
Pertenencias	Carlos Fernando Carranza Delgado	Proceso de pertenencia promovido por ocupante de bien inmueble de propiedad del Grupo.	Indeterminada	Terminación proceso	Jul-20
Penal	Indemnización irregular	Indemnización irregular	Indeterminada	Terminación proceso	Ago-20
Penal	Defensa Judicial – Carlos Antonio Lara	Homicidio Culposo	Indeterminada	Terminación proceso	Dic-20
Penal	Injuria y calumnia	GREYS SUAREZ MEJIA	Indeterminada	Terminación proceso	Dic-20
Penal	Injuria y calumnia	RODNEY VILLAMIZAR CASTRO	Indeterminada	Terminación proceso	Dic-20
Penal	Injuria y calumnia	GREYS SUAREZ MEJIA	Indeterminada	Terminación proceso	Dic-20
Penal	Injuria y calumnia	GREYS SUAREZ MEJIA–ARLEDIS GONZALEZ SILGADO–DANELIS RODRIGUEZ CARMONA	Indeterminada	Terminación proceso	Dic-20

A continuación, los procesos reportados en diciembre de 2019, actualizados a diciembre de 2020.

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 el Grupo18-12-2019. Se encuentra en apelación en el Consejo de Estado.
Ruber Cufino Hernández Y Otros	2017	38.117.538	Compensación como población no residente	Fija fecha de audiencia inicial para el 13/04/2021 a las 10:00 am.
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	El 29 de septiembre del 2020 se fijó fecha para audiencia de pruebas para el 1-2-3 de febrero de 2021, al despacho para realizar audiencia de pruebas.
Jesús María Fernández 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	Fija fecha de audiencia inicial para el día 3 de marzo del 2021 a las 7:30 am-fijación de estado.
Aura Lucia Díaz García Y Otros	2017	20.349.603	Compensación como población no residente	Pendiente de fijación de fecha para practica de pruebas
Antonio Jesús Moreno I	2017	15.831.622	Compensación población no residente	Se encuentra en el Consejo 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

Demandante	Fecha Inicio	Pretensión	Objeto del Juicio	Estado actual y situación procesal
Carlos Arrigui Ramón	2015	10.000.000	Lesión enorme	Fallo de segunda instancia favorable para el Grupo. Se libra mandamiento ejecutivo por cobro de costas procesales.
Piscícola New York S.A. Procesadora Y Comercializadora De Alimentos S.A.-Proceal S.A. Piscícola Ríos 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 citación audiencia de conciliación.
Maria Esther Rojas De Irrigui	2015	6.000.000	Lesión enorme	Fallo de segunda instancia favorable para el Grupo. Se ordena seguir adelante ejecución por cobro de costas procesales.
Lucia Motta De Barrera	2017	5.596.309	Lesión enorme	Fallo de primera instancia favorable para el Grupo. Se decreta nulidad de fallo y Se remite expediente a Juzgados de Circuito en Bogotá (R) al Resolverse conflicto de competencia.
Yaneth Joven Suarez	2017	5.486.229	Lesión enorme	Fallo de primera instancia favorable para el Grupo. Se confirma fallo de primera instancia al Declararse desierto el recurso de Apelación.
Ricardo Rivera Chaux	2017	5.416.668	Lesión enorme	Fallo de primera instancia favorable para el Grupo. Se decreta nulidad de fallo y se remite a CS de la J (R) al proponerse conflicto de Competencia.
Alba Myriam Chaux Montealegre Y Otros	2017	5.188.063	Comerciantes de pescado	Recaudo probatorio: No se pudieron realizar las audiencias programadas por la suspensión de términos (COVID 19)
Rosario Florez Angarita Y Otros	2017	4.416.785	RCE por indemnización	CSJ resuelve conflicto de competencia y envía al competente.
José Ramiro Benavides Y Otros	2018	4.229.160	Se compense los daños y perjuicios ocasionados a causa del PHEQ a su actividad económica dentro de la cadena de construcción-no residentes que derivaban sus ingresos en el A.I.D	Tramite de notificación a los llamados en garantía por EMGESA
Méndez Arboleda Sas	2016	3.749.528	Lesión enorme	Se encuentra pendiente para fallo de segunda instancia
Luz Marina Ardila Silva	2018	2.561.088	Se compense los daños y perjuicios ocasionados a causa del PHEQ a su actividad económica en predios del A.I.D	Tramite de notificación a los llamados en garantía por EMGESA
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 económica en su condición de no residentes-ensilladores de maíz y una empleada del servicio en predios AID	Se llevó a cabo audiencia inicial el 31 de agosto del 2020, negaron pruebas testimoniales y excepción de caducidad, se interpuso recurso de apelación y se concedió el mismo.

Demandante	Fecha Inicio	Pretensión	Objeto del Juicio	Estado actual y situación procesal
Pedro Hernández 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	2017	1.042.693	Se compense los daños y perjuicios ocasionados a causa del PHEQ a su actividad económica minería artesanal en predios ubicados en el AID–no residentes que derivaban sus ingresos en el A.I.D	No se realizó la audiencia inicial programada para el 8 de julio de 2020, por cuanto se tienen excepciones previas que ser resueltas mediante auto antes de la realización de la referida audiencia, conforme al artículo 12 del Decreto 806 del 2020. El 24 de julio del 2020 ingresa al Despacho para resolver.
Yustina Esquivel Buesaquillo Y Otro	2017	887.248	Se compense los daños y perjuicios ocasionados a causa del PHEQ a su labor de predios del A.I.D	11-11-2020 notificación a los llamados en garantía por el termino de 25 días.
Gustavo Adolfo Trujillo	2016	807.302	Lesión enorme	Se encuentra en el CSJ para resolver conflicto de competencia.
Alquileres Y Constructores Aderco Ltda	2013	195.490	Demanda por hurto de maquinaria a subcontratista de la Compania	Al Despacho con de Objeción de dictamen pericial y con renuncia de poder del apoderado de la parte demandante.
Orlando Baena Rodríguez	2017	150.000	Indemnización plena de perjuicios	El 5 de septiembre de 2019 se dio por contestada la reforma de la demanda por parte de EMGESA. Se encuentra pendiente la audiencia del art. 77.
Leovigildo Antonio Rolong Montenegro	2012	40.000	solidaridad salarios y prestaciones	Sin movimiento alguno. Se encuentra suspendido desde el 26 de noviembre de 2014.
José Omar Cano Campos	2017	25.000	Nulidad de actos administrativos – niega la inclusión en el censo de población receptora afectada por (PHEQ) y su correspondiente compensación	El CSJ resuelve competencia y ordena remitir al competente.
Derly Andrea Lasso Torres Y Otros 19	2018	Indeterminada	indemnización de perjuicios a población receptora	18/11/2020 resuelve conflicto y envía competente al 9 administrativo, pendiente a que regrese al CSJ.
María Francy Bejarano Martínez Y Otros	2013	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	Fallo favorable de única instancia de fecha 01 de Julio de 2020
Deyanira Fernández Cruz y Otros	2017	6.212.659	Compensación como población no residente	El 15 de octubre del 2020 se realiza audiencia de pruebas y se fija nueva fecha para el 16 de febrero del 2021 a las 8:00 a.m.
José Yimmy Aroca Rojas y Otros	2017	7.281.318	Se compense los daños y perjuicios ocasionados a causa del PHEQ a su labor de predios del A.I.D	Se encuentra en el Consejo Superior de la Judicatura resolviendo un conflicto de competencia
María Isabel Delgadillo García y Otros	2012	786.367.000	Indemnización Bosa y Kennedy Diciembre 2011	El Juzgado 30 Administrativo de Bogotá, remite al Tribunal Administrativo de Cundinamarca para consulta sobre cómo realizar la acumulación de pretensiones.

Demandante	Fecha Inicio	Pretensión	Objeto del Juicio	Estado actual y situación procesal
Otoniel Adames Trujillo y Otros	2017	25.036.414	Se compense los daños y perjuicios ocasionados a actividad económica en predios del A.I.D	30-11-2020 traslado de las excepciones propuestas por los demandantes y los llamados en garantía.
José Rodrigo Alvarez Alonso	2008	33.000.000	Acción de grupo Quimbo Indemnización por no inclusión de personas en el censo	En etapa probatoria, pendiente la complementación y contradicción del dictamen pericial.
José Edgar Bejarano	2004	32.000.000	Acción de grupo por inundaciones en el Río Upía (Villanueva y Barranca de Upía en Casanare) aguas abajo del embalse de Guavio.	Se negó el recurso de queja presentado por el apoderado del demandante contra el auto que negó la prueba pericial solicitada.
Jesús Hernán Ramírez Almario y Otros	2018	23.979.939	Indemnización de perjuicios por afectación PHEQ	27/10/2020 envío al juzgado de Garzón el CSJ, indica que no se ha generado el conflicto. Aún no ha regresado.
Gilberth Camacho y Otros	2017	16.857.708	Se compense los daños y perjuicios ocasionados a causa del PHEQ a su actividad económica en predios del A.I.D	9-12-2020 auto fija fecha de audiencia y/o diligencia de pruebas para el día 12 de Abril del 2021 a las 7:30 a.m.
Alberto Díaz Polania y Otros	2017	9.894.763	Compensación no residentes	23-10-2020 auto fija fecha audiencia y/o diligencia reprogramada para el 12, 13 y 14 de abril del 2021 a las 8:30 a.m.
Alber Guillermo Cuellar Chavarro y Otros	2017	11.270.417	Se compense los daños y perjuicios ocasionados a causa del PHEQ a su actividad económica	Continúa al despacho del CSJ para definir competencia.
Adolfo Trujillo Escarlante y Otros	2018	9.111.190	Indemnización de perjuicios por ser Maestros de Construcción	Se radica contestación demanda – pendiente que admitan llamamiento en garantía.
GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.	2018	79.887.500	Se pretende la nulidad de las Actas No. 451 y 452 de la Junta Directiva, mediante las cuales se aclara la autorización dada, mediante Acta No. 436, para la compra de energía a Enel Green Power S.A.S. ESP.	Se encuentra suspendido hasta el 28-12-20 con solicitud de prórroga de la suspensión hasta el 3-05-21.
GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.	2018	140.898.000	Se pretende la nulidad del Acta No. 455 de la Junta Directiva, por medio de la cual se aprueba la ampliación del contrato con Enel Italia, respecto del "Servicio de Cloud, licencias y Servicios de Ciberseguridad y Habilitación Digital", y se somete a aprobación la propuesta de "Technical Services". Se invoca la nulidad por violación de ley imperativa, estatutos y por la existencia de objeto y causa ilícitas, citándose en relación con esto último el artículo 104 del Código de Comercio, que trata de la nulidad del contrato social.	Se encuentra suspendido hasta el 28-12-20 con solicitud de prórroga de la suspensión hasta el 3-05-21.

Demandante	Fecha Inicio	Pretensión	Objeto del Juicio	Estado actual y situación procesal
GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.	2018	19.571.000	Se pretende la nulidad del Acta No. 460 de la Junta Directiva. Se sostiene que en dicha acta se aprobaron operaciones sobre las cuales no se ha levantado adecuadamente el conflicto de interés, pues el levantamiento efectuado mediante Acta No. 100 de la asamblea general de accionistas no observa el ordenamiento jurídico ni los estatutos. Además, se señala que los informes especiales puestos a consideración de la junta directiva no cumplen con los requisitos legales y estatutarios. Se invoca la nulidad por violación de ley imperativa, estatutos y por la existencia de objeto y causa ilícitas, citándose en relación con esto último el artículo 104 del Código de Comercio, que trata de la nulidad del contrato social.	Se encuentra suspendido hasta el 28-12-20 con solicitud de prórroga de la suspensión hasta el 3-05-21.
GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.	2019	16.092.538	Se pretende la nulidad del Acta de Junta Directiva Acta No. 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.	Se encuentra suspendido hasta el 28-12-20 con solicitud de prórroga de la suspensión hasta el 3-05-21.
GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.	2019	157.683.000	Se pretende la nulidad del Acta de Asamblea General (Acta No. 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 Emgesa en el 2018, se levantó conflicto de interés en operaciones con vinculados económicos del ejercicio 2019).	Se encuentra suspendido hasta el 28-12-20 con solicitud de prórroga de la suspensión hasta el 3-05-21.

Renta 2013

La DIAN inició una fiscalización sobre la declaración de renta del año gravable 2013, alegando que no hay derecho a la deducción por activos fijos reales productivos por aquellas inversiones en el Proyecto El Quimbo sobre valores por encima de CAPEX inicialmente presupuestado en contrato de estabilidad jurídica para el año 2013.Emgesa sostiene que (i) la DIAN se basó en un concepto que fue anulado, (ii) las inversiones se demostraron con certificado de revisor fiscal, y (iii) la Ley permitía mayores inversiones a las presupuestadas en el contrato.

El 23 de noviembre de 2020 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca profirió Sentencia de primera instancia desfavorable. Desestima el argumento de la DIAN respecto al derecho al beneficio, pero considera que Emgesa NO demostró que realizó las inversiones. Esta sentencia fue apelada el 1° de diciembre de 2020.

La cuantía discusión (impuesto, sanción indexada e intereses tiene un valor al 31 de diciembre de 2020 de $51.674.000. El apoderado ha estimado una probabilidad de pérdida del 40%, por lo cual el litigio califica como un riesgo posible/eventual.

34. Mercado de derivados energéticos

En mayo 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social de Emgesa, 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 2020 existen contratos de venta de futuros de energía vigentes por 3.96 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación. A su vez, a 31 de diciembre de 2020 se liquidaron 55.99 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2020 la valoración de Trading cierra así:

Operación	MTM	No. Operaciones
Negocio	$ 19.080	11

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales a diciembre 2020 ascienden en efectivo en $5.198.623 y en TES $1.108.527, los cuales son considerados como efectivo restringido.

35. Gestión de riesgos

El Grupo 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 el Grupo 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 del Grupo.

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 del Grupo.

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 consolidado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo 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 2020		Al 31 de diciembre de 2019	
Tasa de Interés	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP
IPC	+/- 1,91%	(+/-)$ 32.908.105	+/- 3,16%	(+/-)$ 62.289.485
IBR	+/- 2,00%	$ -	+/- 2,23%	$ -

(*) Las variaciones o movimientos de las tasas de interés se calcularon con base en su volatilidad histórica en un período de tres años 2018-2020 y 2017-2019 para los cálculos de 2020 y 2019 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 el Grupo 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 del Grupo 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 el Grupo 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 el Grupo tiene contratadas coberturas de tipo de cambio por un nocional de USD 12,000,000 con vencimiento a lo largo del 2021.

Riesgo de "commodities"

El Grupo 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).

El Grupo 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.

El Grupo 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

El Grupo 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:

Concepto	Corriente			No Corriente				Total No Corriente
	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	
Bonos Emitidos (capital + intereses)	$ 736.863.404	$ 89.685.872	$ 826.549.276	$ 889.998.764	$ 604.798.775	$ 362.336.915	$ -	$ 1.857.134.454
Obligaciones por leasing financiero(capital + intereses)	1.724.613	4.542.193	6.266.806	1.765.508	104.489	-	-	1.869.997
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	314.751.725	-	314.751.725	-	-	-	-	-
Total	**$ 1.053.339.742**	**$ 94.228.065**	**$ 1.147.567.807**	**$ 891.764.272**	**$ 604.903.264**	**$362.336.915**	**$ -**	**$ 1.859.004.451**

Riesgo de Crédito

El Grupo realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales

El riesgo de crédito en el Grupo 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 del Grupo (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 el Grupo.

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.

Las siguientes reglas aplican para determinar la calificación otorgada a las contrapartes:

> Si la contraparte cuenta con una sola calificación se elige esta misma.

> Si la contraparte cuenta con dos calificaciones, se toma la mejor calificación de las dos disponibles.

> Si la contraparte cuenta con más de dos calificaciones, se toma la segunda mejor calificación disponible.

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

El Grupo 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 el Grupo utiliza para fines de gestión de riesgos y dicha relación es adecuada para fines de contabilidad de cobertura.

36. 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 2020 y 2019:

	Importes en libros	Valores razonables
	Al 31 de diciembre de 2020	
Activos financieros (1)		
Vivienda Convencionado	9.560.561	9.400.067
Vivienda Integral	3.559.660	4.448.660
Otros prestamos	1.903.198	2.566.613
Vivienda PSJ	278.234	311.792
Vivienda pensionado	34.877	48.075
Total de activos	**$ 15.336.530**	**$ 16.775.207**

	Importes en libros	Valores razonables
	Al 31 de diciembre de 2020	
Pasivos financieros (2)		
Bonos emitidos	$ 2.755.823.708	$ 3.002.697.526
Obligaciones por leasing	$ 7.729.440	8.262.571
Total de pasivos	**$ 2.763.553.148**	**$ 3.010.960.097**

	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) El Grupo evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de diciembre de 2020, 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 catalogan dentro del nivel 2 de jerarquía dado que se pueden llegar a negociar o tranzar en mercados activos a precios de mercado en la fecha de medición. El valor razonable se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares. El Grupo emplea las tasas de descuento de la curva cero cupón de acuerdo con los vencimientos de cada emisión.

Los valores razonables del efectivo y equivalentes de efectivo y las cuentas por pagar comerciales, se aproximan a sus importes en libros, en gran medida, debido a los vencimientos a corto plazo de estos instrumentos.

La medición del valor razonable para los activos y pasivos no financieros se realiza con base en la contraprestación a recibir o pagar por los bienes y/o servicios clasificados en estos rubros. En el caso de los inventarios el valor razonable corresponde al costo incurrido por Emgesa, en la adquisición de estos bienes. La medición del valor razonable para los certificados de carbono CO2, se realizó tomando como base la vigencia de emisión de cada uno de ellos, y las opciones de comercialización en el mercado nacional e internacional previstas para estos certificados.

Al 31 de diciembre del 2020, el Grupo mantiene en su estado de situación financiera consolidada los siguientes activos financieros y pasivos financieros medidos por su valor razonable y clasificados por niveles.

Al 31 de diciembre 2020

Activos Financieros	Nivel 3
Inversiones financieras–sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (Ver Nota 5)	$ 517.050

	Nivel 2
Pasivos Financieros	
Instrumentos derivados (Ver Nota 12)	$ 1.741.469

Al 31 de diciembre 2019

Activos Financieros		Nivel 3
Inversiones financieras-sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	$	554.417

Pasivos Financieros		Nivel 2
Instrumentos derivados (Ver Nota 12)	$	4.560.865

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

37. Categorías de activos financieros y pasivos financieros

Las categorías bajo NIIF 9 de los activos financieros y pasivos financieros son las siguientes:

Activos Financieros	Al 31 de diciembre de 2020		Al 31 de diciembre de 2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Efectivo y equivalentes al efectivo	$ 821.190.708	$ -	$ 287.544.909	$ -
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	227.849.855	13.767.293	239.035.049	12.315.176
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	3.065.649	-	182.940.465	-
Otros activos financieros	14.934.264	-	13.471.927	-
Total Activos Financieros a Costo Amortizado	**1.067.040.476**	**13.767.293**	**722.992.350**	**12.315.176**
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	-	517.050	-	554.417
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	**$ -**	**$ 517.050**	**$ -**	**$ 554.417**

Pasivos Financieros	Al 31 de diciembre de 2020		Al 31 de diciembre de 2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Otros pasivos financieros	$ 905.238.274	$ 1.858.512.467	$ 324.631.163	$ 2.688.684.643
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	315.037.310	-	320.183.181	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	265.504.246	-	227.557.833	-
Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado	**1.485.779.830**	**1.858.512.467**	**872.372.177**	**2.688.684.643**
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros pasivos financieros	1.712.125	29.344	4.560.865	-
Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	**$ 1.712.125**	**$ 29.344**	**$ 4.560.865**	**$ -**

38. Reclasificación en los Estados Financieros

1. Estado de Situación Financiera: A 31 de diciembre de 2019, se reclasificó el valor de $30.673.087 de cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes a otros pasivos no financieros corrientes, correspondiente a las cuentas por pagar de impuestos distintos a la renta. De igual manera se reclasifican $7.467.844 de propiedad planta y equipo a activos intangibles distintos de la plusvalía correspondiente a la infraestructura enmarcada dentro del contrato de concesión de Sociedad Portuaria.

2. Estado de Flujo de Efectivo: A 31 de diciembre de 2019, por efecto de comparabilidad en actividades de inversión se reclasifican $3.751.474 de compras de propiedades, planta y equipo a adquisición de bienes asociados a la concesión.

39. Aprobación de Estados Financieros

Los estados financieros de propósito general del Grupo al 31 de diciembre de 2020, fueron aprobados por el Comité de Auditoría según Acta No. 66 del 24 de febrero de 2021 y aprobados por la Junta Directiva según Acta No 491 del 24 de febrero de 2021 con el fin de ser presentados a la Asamblea General de Accionistas conforme a lo dispuesto en el Código de Comercio.

40. Contrato de Concesión

SPCC solicitó a la Agencia Nacional de Infraestructura – ANI, la modificación del diseño del muelle; así como la ampliación del plazo para su construcción, habiéndose obtenido concepto técnico y jurídico favorable y se determinó formalizar un Otrosí No.001 al contrato de concesión.

El 22 de diciembre de 2014, se firmó el Otrosí No.001 entre SPCC y la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI) mediante el cual se acuerda o modifica lo relacionado al plan de inversión y el respectivo cronograma de ejecución, reversión de la infraestructura portuaria a favor de la Nación, confirmación del volumen de carga y crecimiento anual del 3%, obligación de uso y acceso prioritario del 20% de la capacidad portuaria instalada anual para carga de hidrocarburos de regalías y propiedad de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y modificación de las pólizas de seguros atendiendo nueva disposición legal sobre la materia.

El 11 de marzo de 2016, SPCC fue notificada de Resolución Cardique 1911 del 14 de diciembre de 2015, por medio de la cual esta entidad aprobó el inicio de obras de construcción del muelle fijo acordado en contrato de concesión.

El 1 de noviembre de 2016, SPCC radicó en la Agencia Nacional de Infraestructura – ANI solicitud de traslado del plan de inversiones contractual para un inicio de obras de construcción en agosto de 2019 y finalización de las mismas en enero de 2020.

El 5 de enero de 2018, SPCC recibió respuesta por parte de la ANI, en la cual manifiesta la no aceptación a la solicitud de reprogramación del plan de inversiones; la Sociedad seguirá realizando las gestiones necesarias y trámites internos pertinentes para continuar con la ejecución de las obras de construcción y el plan de inversiones del contrato de concesión portuaria las cuales se iniciaron en el 2018.

En línea con lo anterior y debido a que se ejecutará el plan de inversiones previsto en el contrato de concesión los posibles cambios regulatorios previstos en la Resolución CREG 109 de 2016, no afectarán el desarrollo de la concesión portuaria.

El 13 de agosto de 2018, SPCC fue notificada para acudir a la citación para debatir posibles incumplimientos contractuales relacionados con el contrato de Concesión 006 de 2010 y su otrosí No. 1 de 2014. El 23 de agosto de 2018 se realizó ante la ANI audiencia para elevar cargos por incumplimiento del contrato de concesión 006 de 2010 y su otrosí No. 1 de 2014, en dicha audiencia se elevaron cargos a SPCC por el presunto incumplimiento de sus obligaciones contractuales y se abrió a pruebas el procedimiento administrativo.

La Junta Directiva de Emgesa en sesión del 25 de septiembre de 2018 autorizó capitalizar la Sociedad por un valor total de hasta dos punto nueve (2.9) millones de dólares, con la finalidad de cumplir con el Contrato de Concesión No. 006 de 2010 y su otrosí No. 1 de 2014, suscrito entre la Sociedad y la ANI.

El 1 de octubre de 2018 en sesión extraordinaria la Asamblea General de Accionistas de SPCC se reunió para aprobar la capitalización de SPCC por un valor $8.391.460. Esto dada las necesidades manifestadas por la Junta Directiva de la Sociedad de cumplir con las obligaciones del contrato de concesión No.006 de 2010 y su otrosí No.1 de 2014 y asegurar la logística del combustible que garantiza el cargo por confiabilidad de la Central Cartagena para el periodo de 2019–2022.

El 2 de octubre de 2018 la Junta Directiva de SPCC en sesión extraordinaria, aprobó la construcción de un muelle fijo flotante de acuerdo con el contrato de conexión No. 006 de 2010 y su otrosí No. 1 de 2014 celebrados entre la ANI y la Sociedad, como también los contratos necesarios para ejecutar las obras requeridas. A la fecha la administración de la Sociedad se encuentra dando cumplimiento a lo ordenado por la Junta Directiva.

El 16 de octubre de 2018, SPCC y la Sociedad A&D Alvarado & During S.A.S. suscribieron el contrato de servicios No. SPCC-01-16102018 para la construcción del muelle fijo objeto de la apertura del proceso administrativo sancionatorio. El valor del contrato incluido AIU e IVA es de $ COP 4.091.558, donde la obra es ejecutada en la Central Térmica de Cartagena y con un plazo definido que va desde el 16 de octubre del año 2018 hasta el 14 de septiembre del año 2019. El 23 de noviembre de 2018 se suscribió el acta de inicio conforme lo previsto en el citado contrato.

El 29 de noviembre de 2018 SPCC suscribió el contrato de servicios No.SPCC-02-26112018 para la inspección técnica y control de calidad de la ejecución e ingeniería de obra del contrato muelle fijo para la descarga de combustible en la central de generación eléctrica de Cartagena entre la Sociedad y Summum Projects S.A.S.

La Agencia Nacional de Infraestructura mediante resolución No.397 del 12 de marzo de 2019 aprobó el Reglamento de Condiciones Técnicas de Operación Portuaria de la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., en virtud del contrato de Concesión No. 006 del 30 de Julio de 2010, en cumplimiento de la Resolución ANI No.850 del 6 de abril de 2017 en la cual se establece el contenido del Reglamento de condiciones Técnicas de Operación de los puertos Marítimos.

El 3 de mayo de 2019 la Superintendencia delegada de puertos presentó a la Sociedad Portuaria Central Cartagena, constancia de paz y salvo de la información financiera–IFCG1 – correspondiente al año 2018. información entregada, así: revelaciones complementarias, información general estados financieros, declaración cumplimiento IFC, estado situación financiera, estado de resultados, estado de resultados integral, flujo de efectivo directo, flujo de efectivo indirecto, cambios en el patrimonio, notas a los estados financieros, políticas contables.

Los días 4 y 5 de junio de 2019 se recibió visita (no programada) anual de vigilancia por parte del Ingeniero Francisco Castro y Abogado Javier Angulo funcionarios de la Superintendencia de Delegada de Puertos a la Sociedad Portuaria Central Cartagena con la inspección de 205 ítems, de los cuales aplicaron a SPCC 98 ítems, en términos generales y comentado por los funcionarios tenemos un buen orden de instalaciones y una completa documentación. Quedó como tarea, actualizar los avisos de señalización de los nuevos logos de SuperPuertos una vez finalice el proyecto de construcción muelle (agosto de 2019) como visualización de los pictogramas en el área operativa de las instalaciones portuarias para los usuarios.

El 15 de julio de 2019, la Agencia Nacional de Infraestructura expidió un Auto en el proceso administrativo sancionatorio que adelanta contra SPCC resolviendo incorporar al expediente y darle el valor probatorio que la Ley le otorgue al CONCEPTO TÉCNICO Y FINANCIERO expedido por la Supervisión del Contrato de Concesión Portuaria No.006 de 2010, contenido en memorando ANI radicado con el No.2019-303-009629-3, por parte del Gerente de Proyectos Portuarios junto con el Gerente del Grupo Interno de Trabajo Financiero.

El informe citado indica, "que, a la fecha de la visita a las instalaciones, se puede apreciar que el avance físico de la Obra es aproximadamente del 60% debido a que los prefabricados para la instalación de la placa para el muelle ya se encuentran disponibles, y, por otro lado, que el hincado de los pilotos está en un 90%, las demás actividades están en ejecución y se ejecutaran según cronograma para septiembre del presente año".

Por lo antes expuesto, el gerente de proyectos portuarios VGC y el gerente financiero VGC informan que a la fecha la multa correspondiente a la no ejecución del plan de inversiones sería de USD8.800.

Con este informe, se presenta una disminución importarte sobre la posible sanción de USD14.606,90 a USD8.800; la ANI corrió traslado de la decisión impartida en el Auto por el termino de tres (3) días.

El 9 de agosto de 2019, en audiencia, la Dra. Claudia Juliana Ferro funcionaria de la ANI dio lectura a la parte resolutiva de la Resolución 1186 de 2019 "por medio de la cual se declara el incumplimiento de las obligaciones contractuales asumidas por las Sociedad Central Puerto Cartagena S.A. dentro del contrato de concesión portuaria No. 006 e impone la multa de US 8.800 dólares"

El 21 de agosto de 2019 la ANI reanudó la audiencia y, dentro del término otorgado, el abogado Jairo Rivera sustentó los motivos de inconformidad (fundamentos fácticos y de derecho) que adolece el acto administrativo Resolución 1186 de 2019,

cerrada esta etapa procesal, la ANI de manera oficiosa solicitó a la Supervisión Técnica del Contrato de Concesión presentar un informe sobre el estado actual "avance de obra", en un término de diez (10) días hábiles.

El proceso administrativo sancionatorio no ha fenecido y, en su efecto, el acto administrativo no se encuentra en firme. A la fecha no se ha desatado el recurso de reposición.

En relación con la trazabilidad de avance en la construcción del muelle fijo, las obras civiles de construcción de la plataforma y la piña de amarre del nuevo muelle fijo de Cartagena fueron culminados el 28 de noviembre de 2019. Algunos pendientes de tipo menor, para la instalación definitiva del muelle, fueron desarrollados en la primera quincena de diciembre, a fin de poder disponer del nuevo muelle fijo de forma segura.

De acuerdo al otrosí No.2 del contrato con construcción con la firma Alvarado & During, la fecha de finalización y entrega del muelle fijo construido es el 20 de diciembre de 2019, con lo cual, el muelle quedará disponible para operaciones portuarias a partir de marzo de 2020, debido a trabajos de adecuaciones que se requieren para la desactivación completa del muelle flotante y el empalme de infraestructura accesoria del muelle flotante al muelle fijo.

Se radicaron en el mes de enero de 2020, los registros contables del Plan de Inversiones ejecutado con corte a 31 de diciembre de 2019, sobre la construcción del muelle fijo con relación al cronograma de avance con fecha de finalización marzo de 2020. Los registros de inversiones se presentaron en formatos GCSP-F-011 "INVERSION CAPITAL PRIVADO MODO PORTUARIO" y formatos GCSP-F-044 "REPORTE DETALLADO INVERSIÓN CAPITAL PRIVADO BIENES DE USO PÚBLICO" firmados por representante legal y revisoría fiscal vigente. Con estos valores contables registrados se cumple la totalidad de la obligación contractual del plan de inversiones.

El 31 de enero de 2020, la ANI aprobó la póliza de Responsabilidad Civil y Extracontractual No.NB-41960, cuyo tomador es la SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL DE CARTAGENA S.A.–SPCC y el asegurado es la AGENCIA NACIONAL DE INFRAESTRUCTURA – ANI; la SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL DE CARTAGENA S.A.–SPCC y Terceros, con la siguiente caracterización:

Póliza RCE

Valor del Contrato: USD 371.524

Valor asegurado: USD 200.065

Valor prima: USD 4.850,31

Desde: 01 de julio de 2019

Hasta: 01 de agosto de 2024

En el mes de marzo de 2020, se realizaron gestiones para la renovación de la póliza GARANTÍA ÚNICA DE SEGUROS DE CUMPLIMIENTO EN FAVOR DE ENTIDADES ESTATALES, cuyo tomador es la SPCC y el asegurado es la AGENCIA NACIONAL DE INFRAESTRUCTURA – ANI, y se encuentran en trámite de aprobación por parte de la ANI.

CUMPLIMIENTO DE CONTRATO

Valor asegurado: USD 60.019,00

Valor prima: USD 3.598,31

Desde: 22 diciembre de 2019

Hasta: 22 de diciembre de 2024

PAGO DE SALARIOS Y PRESTACIONES SOCIALES

Valor asegurado: USD 18.576,20

Valor prima: USD 891,68

Desde: 22 diciembre de 2019

Hasta: 22 de diciembre de 2027

Mediante la RESOLUCIÓN No. 20207070006105 del 28 de mayo de 2020, la Agencia Nacional de Infraestructura–ANI, se revoca la Resolución 1186 del 9 de agosto de 2019, y se declara terminación del proceso administrativo sancionatorio iniciado en contra de la SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA S.A., con ocasión del presunto incumplimiento de la obligación contractual establecida en la Cláusula Decima Quinta, numeral 15.33 del Contrato de Concesión No. 006 de 2010 y Sexta del Otrosí No.1 del 22 de diciembre de 2014 a la ejecución del plan de inversiones con la construcción del muelle fijo.

Se estructuraron y radicaron en la ANI, los registros contables del Plan de Inversiones ejecutado con corte a 30 de junio de 2020, sobre las inversiones de construcción del muelle fijo con relación al cronograma de avance con fecha de finalización en marzo de 2020. Los registros de inversiones se presentaron en formatos GCSP-F-011 "INVERSION CAPITAL PRIVADO MODO PORTUARIO" y formatos GCSP-F-044 "REPORTE DETALLADO INVERSIÓN CAPITAL PRIVADO BIENES DE USO PÚBLICO" firmados por representante legal y revisoría fiscal vigente. Con estos valores contables registrados se cumple la totalidad de la obligación contractual del plan de inversiones.

La Agencia Nacional de Infraestructura mediante oficio No.20203030302971 de fecha 09 de octubre de 2020, eximió a la Sociedad Portuaria Central Cartagena, sobre la instalación de una valla informativa para proyectos de infraestructura, de acuerdo a la Resolución 542 del 9 de marzo de 2018 del Ministerio de Transporte, donde se establecen requisitos sobre la distribución, diseño y parámetros técnicos sobre avisos de información al público de proyectos de concesión.

Mediante oficio radicado No.20205320973042 de fecha del 14 de octubre de 2020, SPCC emitió reporte financiero sobre las inversiones y gastos de Obras y Equipos del tercer (III) Trimestre de 2020, a la Superintendencia de Puertos y Transporte.

El día 12 de noviembre de 2020, se firma Acta de Liquidación Final sobre el proceso de construcción del muelle fijo con la empresa colaboradora ALVARADO Y DURING, donde se acuerda modificar la cláusula 7.1. "Valor" del Contrato No. SPCC-01-16102018, en el sentido de ampliar su valor en la suma de $807.425, valor incluido AIU e IVA del 19% sobre la Utilidad, por concepto de reconocimiento económico por trabajos adicionales al alcance base del contrato.

41. Temas relevantes

COVID 19

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud declaró el brote de Coronavirus COVID-19 una pandemia, debido a su rápida propagación por el mundo, habiendo afectado a más de 150 países. La mayoría de los Gobiernos están tomando medidas restrictivas para contener la propagación, que incluyen: aislamiento, confinamiento, cuarentena y restricción al libre movimiento de personas, cierre de locales públicos y privados, salvo los de primera necesidad y sanitarios, cierre de fronteras y reducción drástica del transporte aéreo, marítimo, ferroviario y terrestre. En Colombia, el Gobierno ha adoptado diversas medidas legislativas para paliar los efectos adversos, tanto humanos como económico-financieros, que se pudieran dar, en su caso, ocasionados por esta crisis sanitaria por el COVID-19.

Para mitigar los impactos económico-financieros de esta crisis, el Gobierno Colombia ha adoptado diversas medidas en el plano empresarial, financiero y fiscal-tributario, encaminadas a asegurar la continuidad de la actividad empresarial; y, en particular, en determinados sectores de actividad del país.

El Grupo informa que ha venido adoptando un conjunto de medidas con el fin de mitigar el impacto del COVID-19 en el desarrollo de su actividad, así como el cumplimiento de las medidas establecidas por el Gobierno Nacional.

A continuación, se detalla el Plan de Contingencia implementado por el Grupo, el cual se estructuró en cuatro puntos focales principales:

1. **Protección del Personal:** El Grupo ha implementado una serie de medidas para proteger el recurso humano técnico que se encuentra ubicado en las centrales de generación, así como el personal administrativo y de apoyo ubicado en los edificios corporativos, minimizando así el número de personas necesarias presenciales en plantas y oficinas, con el fin de reducir el riesgo de infección.

   Tras la activación del Plan de continuidad de negocio el pasado 9 de marzo de 2020, las primeras medidas que adoptó el Grupo fue la cancelación de viajes nacionales e internacionales, los eventos corporativos y las formaciones internas grupales; así mismo, realizó un fuerte llamado al autocuidado individual mediante campañas que activó a través de medios internos.

   El 16 de marzo, el Grupo implementó la medida de enviar a casa el 50% de las personas que pudieran desarrollar su trabajo de forma remota, decisión que se adoptó antes de que el Gobierno Nacional diera la orden de cuarentena preventiva.

   Para el 19 de marzo el 100% de las personas que podían desarrollar trabajo remoto estaban en sus hogares. Adicionalmente, y como medida de prevención especial, todos los colaboradores mayores de 60 años también se encontraban trabajando desde su casa.

   El balance a la fecha es que el 57% del personal de la operación del Grupo desarrolla trabajo en casa y el 43% del personal de la operación continúa desarrollando operación en terreno, así como el 100% de las áreas de apoyo o staff están en trabajo en casa. Al grupo de personas que trabajan en terreno, el Grupo le hizo entrega de los elementos de protección necesarios para la realización de sus actividades con todas las medidas de seguridad; así mismo, se optimizaron de manera estratégica los turnos de operación, se evalúa periódicamente la flexibilidad operativa y se realiza un monitoreo permanente de salud y campañas de prevención lideradas por la Gerencia de HSEQ. Sumado a esto, se viene dando estricto cumplimiento a todos los protocolos de limpieza y desinfección de zonas comunes.

   Es importante destacar que, bajo la modalidad de trabajo remoto, el Grupo continúa prestando con total normalidad el servicio a sus clientes.

2. **Solidez financiera y acceso a financiación:** A pesar de los posibles impactos debido a las medidas de aislamiento definidas en el país, el Grupo mantiene una posición financiera estable, que le permite enfrentar de forma eficaz los retos de la contingencia por el COVID19. Adicionalmente, como medida preventiva, el Grupo cerró en el mes de marzo de 2020, una línea comprometida por USD 65 Millones de uso inmediato en caso de ser necesario, con vigencia de un año. Así mismo, cuenta con un acceso amplio a financiamiento para hacer frente a necesidades de caja futuras en el mercado local e internacional en caso de requerirse. Finalmente, en el mes de abril de 2020 su calificación de riesgo fue afirmada en "AAA" en escala nacional, por Fitch Ratings.

   Resaltamos que a la fecha no hay impactos materiales en los ingresos, utilidad neta, flujo de caja y patrimonio. En caso de presentarse algún impacto significativo, éste será informado oportunamente al mercado.

3. **Servicio al cliente 100% virtual y Operaciones Comerciales Sólidas:** Se realiza 100% de la atención a los clientes de manera virtual; adicionalmente, a través de webinars se ha lanzado información para incentivar el pago a través de canales virtuales, además del botón de pago en la página web y los esquemas de atención no presencial. El 100% de la facturación es electrónica y la respuesta a los PQR´s se realiza mediante aplicativo, dando respuesta al cliente de manera directa por correo electrónico.

4. **Suministro Sostenido:** El cumplimiento de los contratos de suministro de energía y gas en el mercado mayorista y en el mercado no regulado se están llevando a cabo sin afectaciones. Se han adoptado todas las medidas establecidas por el Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas en la coyuntura actual.

   El suministro de combustible para nuestras centrales térmicas se está llevando a cabo de forma estable conforme la situación energética del país.

En conclusión, con el plan de contingencia activado, el Grupo ha reaccionado positivamente tanto a nivel operativo como financiero, por tanto, en este momento no se han identificado riesgos sustanciales. El Grupo seguirá monitoreando muy de cerca la evolución del COVID 19, otras medidas que pudieran implementarse por parte del Gobierno Nacional y el eventual impacto en el negocio, que, de ser significativo, será informado oportunamente al mercado.

5. **Test de deterioro:** Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo realizó el test de deterioro, con el que se determinó que no existen indicios de deterioro que puedan afectar el reconocimiento de sus activos.

Proceso renta 2003

Mediante sentencia de segunda instancia proferida por la Sala de lo Contencioso Administrativo de la Sección Cuarta del Consejo de Estado el día 8 de octubre de 2020 y notificada a Emgesa el 23 de octubre del año en curso, se negaron las pretensiones de la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho de Emgesa respecto de la Liquidación Oficial de Revisión proferida el 26 de abril de 2007 y la Resolución mediante la cual se resuelve un Recurso de Reconsideración de fecha 29 de abril de 2008, ambas emitidas por la DIAN y relativas a la liquidación del impuesto de renta y complementarios del año 2003 de la sociedad Central Hidroeléctrica Betania S.A. ESP (hoy Emgesa), en relación con la aplicación de las exenciones previstas en la Ley Paez (Ley 218 de 1995).

Pese a los argumentos de defensa de las pretensiones iniciadas por Emgesa, el Consejo de Estado determinó que la Ley Páez establece exenciones únicamente en relación con los ingresos operacionales y ordenó pagar a Emgesa por conceptos de mayor impuesto determinado, sanción, indexación de la sanción y los intereses de mora la suma de $63.766.177 M. Esta suma fue pagada el 26 de noviembre de 2020.

Proceso renta 2016 – 2019

Se efectuaron correcciones a las declaraciones de renta de los años 2016 a 2019. Esta situación se originó en (1) la identificación del registro duplicado de un activo fiscal, cuya depreciación se había tomado doblemente como deducción; y (2) un entendimiento impreciso en actualización financiera de una provisión sobre la Central del Quimbo, la cual se trataba como un activo contra pasivo, y no pasaba por el resultado. Sin embargo, en la depuración contable esto se llevó como gasto deducible para efectos fiscales, lo cual no era procedente. Estas situaciones fueron identificadas y corregidas de acuerdo con la política de transparencia fiscal, pare evitar una mayor contingencia en una eventual fiscalización. En total se pagó $19.332.291 M por las correcciones (intereses y sanción) en declaraciones de 2016 a 2019. Este impacto corresponde a impuestos de períodos anteriores.

42. Eventos subsecuentes

Crédito Intercompañía

El 18 de enero de 2021, Codensa le otorgó un crédito a Emgesa por $ 45.000.000 a una tasa del 2,35% EA con fecha de vencimiento el 01 de marzo de 2021.

Cancelación Bonos del Exterior

El 22 de enero de 2021 Emgesa realizo el pago de los bonos del exterior por concepto de capital e intereses por $736.760.000.

Créditos adquiridos

El 19 de enero de 2021 Emgesa recibió el desembolso de un crédito de corto plazo con el banco BBVA Colombia S.A. por un monto de $100.000.000 a un plazo de 9 meses.

El 19 de enero de 2021 Emgesa recibió el desembolso de un crédito de corto plazo con el Banco de Bogotá S.A. por un monto de $200.000.000 a un plazo de 269 días.

Pago de Dividendos

El 20 de enero de 2021 se pagó el excedente de los dividendos correspondientes a la utilidad de 2019 por $204.957.249.

Conciliación acuerdo marco de inversión con GEB

El 29 de enero de 2021 Enel Américas ha suscrito nuevo acuerdo marco de inversión con Grupo Energía Bogotá; dentro de los principales acuerdos alcanzados, este nuevo acuerdo marco permitiría la integración del negocio renovable a sus inversiones conjuntas, la definición de nuevas reglas de gobierno corporativo más acorde a los nuevos objetivos y oportunidades de esta nueva etapa y las partes propondrían acuerdos de conciliación para las demandas arbitrales existentes entre ellas.

Beneficios tributarios para año gravable 2020

El 25 de enero 2021 el Ministerio de Ciencia y Tecnología – Minciencias expidió Resolución de aprobación de proyecto de inversión, que da lugar a beneficio tributario para la declaración de Renta del año gravable 2020, la cual se revisará la ejecución correspondiente y será tomada en la declaración de dicha vigencia.

Modificación objeto social

Emgesa S.A. E.S.P. el 28 de enero de 2021 inscribió ante la Cámara de Comercio de Bogotá la escritura pública número 137 del 21 de enero de 2021 de la Notaría 11 de Bogotá, mediante la cual se protocolizó la reforma parcial de los estatutos, conforme la cual se modificó el artículo quinto (5) de los estatutos sociales relativo al objeto social de la compañía en los siguientes términos "vender cualquier producto o subproducto derivado de la operación de plantas de generación diferente de energía eléctrica así como cualquier otro producto que tenga como componente alguno de los anteriores".

OPEN POWER
FOR A BRIGHTER
FUTURE.

enel
emgesa