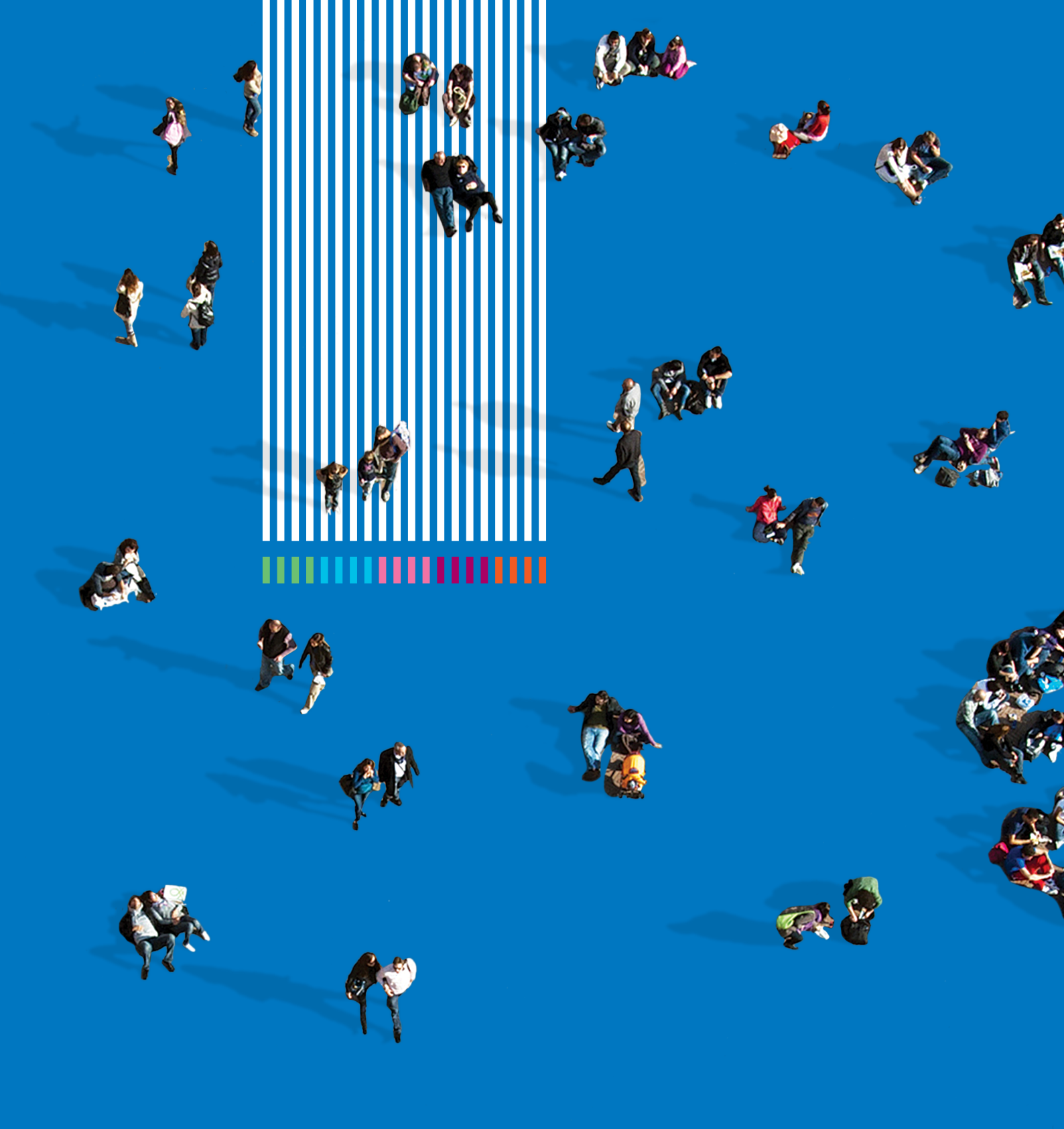




Estados Financieros Consolidados

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

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2018
y 2017 y por el periodo de doce meses terminados
el 31 de diciembre de 2018 y 2017 con Informe de
Revisor Fiscal.

Informe del Revisor Fiscal

A los accionistas de:

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

Informe Sobre los Estados Financieros

He auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Emgesa S.A. E.S.P. y su filial, que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2018 y los correspondientes estados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, y el resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidades de la Administración en Relación con los Estados Financieros

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

Responsabilidad del Auditor

Mi responsabilidad es la de expresar una opinión sobre los mencionados estados financieros consolidados fundamentada en mi auditoría. He llevado a cabo mi auditoría de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia. Dichas normas exigen que cumpla con requisitos éticos, planifique y lleve a cabo mi auditoría para obtener seguridad razonable en cuanto a si los estados financieros consolidados están libres de errores materiales.

Una auditoría incluye desarrollar procedimientos para obtener la evidencia de auditoría que respalda las cifras y las revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo la evaluación del riesgo de errores materiales en los estados financieros consolidados. En el proceso de evaluar estos riesgos, el auditor considera los controles internos relevantes para la preparación y presentación de los estados financieros consolidados, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Así mismo, incluye una evaluación de las políticas contables adoptadas y de las estimaciones de importancia efectuadas por la Administración, así como de la presentación en su conjunto de los estados financieros consolidados.

Considero que la evidencia de auditoría obtenida proporciona una base razonable para emitir mi opinión.

Opinión

En mi opinión, los estados financieros consolidados adjuntos, presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera del Grupo al 31 de diciembre de 2018, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia

Otros Asuntos

Los estados financieros consolidados bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia de Emgesa S.A. E.S.P. y su filial al 31 de diciembre de 2017, que hacen parte de la información comparativa de los estados financieros consolidados adjuntos, fueron auditados por mí, de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia, sobre los cuales expresé mi opinión sin salvedades el 14 de febrero de 2018.



Angela María Guerrero Olmos¹

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 104291-T

Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530

Bogotá D.C., Colombia

20 de febrero de 2019

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

Estados de Situación Financiera – Consolidados

(Miles de pesos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
ACTIVO			
<i>Activo Corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes de efectivo, neto	4	\$ 642.057.649	\$ 563.999.875
Otros activos financieros, neto	5	85.969.598	64.360.417
Otros activos no financieros, neto	6	19.062.740	20.990.894
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	7	153.055.126	274.644.719
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	135.316.410	1.994.975
Activos por impuestos de renta		16.081	18.918
Inventarios, neto	9	65.551.826	50.761.757
Total activo corriente		1.101.029.430	976.771.555
<i>Activo No Corriente:</i>			
Otros activos financieros, neto	5	1.923.594	3.266.532
Otros activos no financieros, neto	6	7.611.813	7.413.298
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	7	16.979.005	17.663.575
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	10	79.791.192	74.331.075
Propiedades, planta y equipo, neto	11	8.043.490.534	7.949.081.607
Activos por impuestos diferidos	17	4.853	6.498
Total activo no corriente		8.149.800.991	8.051.762.585
Total Activo		\$ 9.250.830.421	\$ 9.028.534.140
Pasivo y patrimonio			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	12	\$ 761.644.281	\$ 462.582.103
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	13	391.391.284	217.065.049
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	189.450.577	156.792.322
Otras provisiones	14	83.963.303	92.361.840
Pasivos por impuestos de renta	15	169.995.525	161.326.968
Provisiones por beneficios a los empleados	16	30.791.084	30.525.546
Otros pasivos no financieros	18	41.908.207	81.510.422
Total pasivo corriente		1.669.144.261	1.202.164.250
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	12	3.042.178.911	3.723.182.711
Otras provisiones	14	120.395.854	143.695.710
Provisiones por beneficios a los empleados	16	79.386.870	77.059.947
Pasivo por impuestos diferidos	17	100.433.685	34.114.979
Total pasivo no corriente		3.342.395.320	3.978.053.347
Total pasivo		\$ 5.011.539.582	\$ 5.180.217.597

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

Estados de Situación Financiera – Consolidados (Continuación)

(Miles de pesos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Capital emitido	19	\$ 655.222.313	\$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Otras reservas	19	566.750.629	569.595.764
Otro resultado integral (ORI)		(23.850.401)	(20.716.160)
Utilidad del periodo		1.020.338.047	887.055.685
Utilidades retenidas		437.311.072	171.221.545
Utilidad por efecto de conversión a NIIF		1.470.220.530	1.472.651.337
Ganancias acumuladas		2.927.869.649	2.530.928.567
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		4.239.248.006	3.848.286.300
Participación no controladoras		42.833	30.243
Total Patrimonio		4.239.290.839	3.848.316.543
Total pasivo y patrimonio		\$ 9.250.830.421	\$ 9.028.534.140

Las notas son parte integral de los estados financieros.

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


Bruno Riga
Representante Legal


Alba Lucía Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Ángela María Guerrero Olmos
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 104291-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2019)



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

Estados de Resultados, por Naturaleza – Consolidados

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

	Nota	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Ingresos de actividades ordinarias	20	\$ 3.667.452.751	\$ 3.400.005.643
Otros ingresos de explotación	20	51.084.556	25.084.820
Total ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de explotación		3.718.537.307	3.425.090.463
Aprovisionamientos y servicios	21	(1.411.400.590)	(1.169.666.967)
Margen de contribución		\$ 2.307.136.717	\$ 2.255.423.496
Trabajos para el inmovilizado		7.773.531	2.688.671
Gastos de personal	22	(90.715.014)	(80.533.005)
Otros gastos fijos de explotación	23	(129.262.205)	(131.917.309)
Resultado bruto de explotación		2.094.933.029	2.045.661.853
Depreciaciones y amortizaciones	24	(216.460.755)	(210.447.724)
Pérdidas (recuperación) por deterioro	24	(2.426.192)	429.180
Resultado de explotación		1.876.046.082	1.835.643.309
Ingresos financieros	25	24.663.631	26.980.759
Gastos financieros	25	(332.966.613)	(384.348.724)
Gasto financiero capitalizado	25	7.977.253	5.745.998
Diferencias de cambio	25	(786.836)	(445.833)
Resultado financiero		(301.112.565)	(352.067.800)
Resultado de otras inversiones			
Resultado por otras inversiones		-	(17.713)
Resultados en ventas de activos	26	(6.719.474)	(30.200.139)
Resultados antes de impuestos		1.568.214.043	1.453.357.657
Gasto por impuestos a las ganancias	27	(547.875.849)	(566.297.884)
Utilidad del periodo		\$ 1.020.338.194	\$ 887.059.773
Participaciones no controladoras		(147)	(4.088)
Utilidad del periodo		\$ 1.020.338.047	\$ 887.055.685
Utilidad por acción básica			
Utilidad por acción básica en operaciones continuadas (*)	28	6.801,24	5.910,37
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		148.914.162	148.914.162

Las notas son parte integral de los estados financieros.

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


Bruno Riga
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Angela María Guerrero Olmos
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 104291-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2019)

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

Estados de Resultados Integrales – Consolidados

(Miles de pesos)

	Nota	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Utilidad del Ejercicio		\$ 1.020.338.194	\$ 887.059.773
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:			
(Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	5-29	(1.342.940)	(2.432.129)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	29	(5.747.248)	145.401
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	29	959	-
Otro resultado del periodo, antes de impuestos		(7.089.229)	(2.286.728)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:			
Ganancias (Pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	29	3.754.778	(5.288.417)
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos		3.754.778	(5.288.417)
Impuesto a la ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	29	564.163	226.749
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificara al impuesto del periodo		564.163	226.749
Impuesto a la ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	29	(363.953)	224.383
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		(363.953)	224.384
Otro resultado integral		(3.134.241)	(7.124.013)
Resultado integral total	29	\$ 1.017.203.953	\$ 879.935.760

Las notas son parte integral de los estados financieros.

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


Bruno Riga
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Angela María Guerrero Olmos
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 104291-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2019)



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

Estados de Cambios en el Patrimonio – Consolidados

(Miles de pesos)

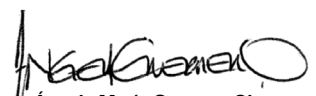
	Nota	Otras reservas					Otro resultado integral					
		Capital emitido	Prima de emisión	Reserva Legal	Reserva Estatutaria	Reserva Ocasional	Ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura de flujo de efectivo	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Ganancias acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
Patrimonio inicial al 31 de diciembre de 2016		\$ 655.222.313	\$ 113.255.816	\$ 327.611.157	\$ 178.127	\$ 176.473.996	\$ 4.843.147	\$ (18.435.294)	\$ 2.236.812.614	\$ 3.495.961.876	\$ 26.155	\$ 3.495.988.031
Cambios en el patrimonio												
Resultado integral												
Utilidad del periodo		-	-	-	-	-	-	-	887.055.685	887.055.685	4.088	887.059.773
Otro resultado integral	29	-	-	-	-	-	(7.496.163)	372.150	-	(7.124.013)	-	(7.124.013)
Resultado integral		-	-	-	-	-	(7.496.163)	372.150	887.055.685	879.931.672	4.088	879.935.760
Dividendos reconocidos como distribuciones a los propietarios		-	-	-	-	-	-	-	(527.607.248)	(527.607.248)	-	(527.607.248)
Diferencia en Conversión		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio		-	-	-	-	65.332.484	-	-	(65.332.484)	-	-	-
Total incremento (disminución) en el patrimonio		-	-	-	-	65.332.484	(7.496.163)	372.150	294.115.953	352.324.424	4.088	352.328.512
Patrimonio final al 31 de diciembre de 2017		\$ 655.222.313	\$ 113.255.816	\$ 327.611.157	\$ 178.127	\$ 241.806.480	\$ (2.653.016)	\$ (18.063.144)	\$ 2.530.928.567	\$ 3.848.286.300	\$ 30.243	\$ 3.848.316.543
Cambios en el patrimonio												
Resultado integral												
Utilidad del periodo		-	-	-	-	-	-	-	1.020.338.047	1.020.338.047	147	1.020.338.194
Otro resultado integral	29	-	-	-	-	-	2.048.844	(5.183.085)	-	(3.134.241)	-	(3.134.241)
Resultado integral		-	-	-	-	-	2.048.844	(5.183.085)	1.020.338.047	1.017.203.806	147	1.017.203.953
Dividendos reconocidos como distribuciones a los propietarios		-	-	-	-	-	-	-	(623.784.116)	(623.784.116)	-	(623.784.116)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	19	-	-	-	-	(2.845.135)	-	-	387.151	(2.485.984)	12.443	(2.445.540)
Total incremento (disminución) en el patrimonio		-	-	-	-	(2.845.135)	2.048.844	(5.183.085)	396.941.082	390.961.706	12.590	390.974.296
Patrimonio final al 31 de diciembre de 2018		\$ 655.222.313	\$ 113.255.816	\$ 327.611.157	\$ 178.127	\$ 238.961.345	\$ (604.172)	\$ (23.246.229)	\$ 2.927.869.649	\$ 4.239.248.006	\$ 42.833	\$ 4.239.290.839

Las notas son parte integral de los estados financieros.

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


Bruno Riga
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Angela María Guerrero Olmos
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 104291-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2019)

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

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados, método directo

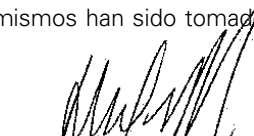
(Miles de pesos)

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	\$ 3.966.757.892	\$ 3.419.582.168
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	27.622.591	26.237.779
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	22.645.686	—
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(1.526.318.756)	(1.287.456.023)
Pagos y/o por cuenta de los empleados	(90.021.449)	(91.474.668)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(21.561.807)	(20.445.048)
Otros pagos por actividades de operación	(8.554.302)	(72.561.552)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	2.370.569.855	1.973.882.656
Impuestos a las ganancias pagados	(471.236.449)	(416.402.077)
Otras salidas de efectivo	(34.476.604)	(52.176.875)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	1.864.856.802	1.505.303.704
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión:		
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	—	53.577
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(417.400.000)	(130.500.000)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	395.000.000	83.500.000
Préstamos a entidades relacionadas	(81.000.000)	—
Compras de propiedades, planta y equipo	(260.109.172)	(321.505.445)
Cobros a entidades relacionadas	—	—
Intereses recibidos Actividades Inversión	19.205.113	20.779.720
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(344.304.059)	(347.672.148)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación:		
Importes procedentes de préstamos	—	100.000.000
Préstamos de entidades relacionadas	—	46.808.489
Reembolsos de préstamos	(524.517.306)	(340.666.667)
Dividendos pagados accionistas	(599.705.710)	(597.438.747)
Intereses pagados financiación	(314.963.962)	(373.212.968)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(2.366.183)	(1.993.499)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	—	(46.808.489)
Otras salidas de efectivo financiación	(941.808)	(883.316)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	\$ (1.442.494.969)	\$ (1.214.195.197)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	\$ 78.057.774	\$ (56.563.641)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	78.057.774	(56.563.641)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	563.999.875	620.563.516
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	\$ 642.057.649	\$ 563.999.875

Las notas son parte integral de los estados financieros.

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


Bruno Riga
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Ángela María Guerrero Olmos
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 104291-T
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2019)



Índice

1. Información general.....	12
2. Bases de presentación	19
3. Políticas Contables	25
4. Efectivo y equivalente de efectivo, neto.....	53
5. Otros activos financieros, neto.....	54
6. Otros activos no financieros, neto.....	56
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	58
8. Saldos y transacciones con partes relacionadas	61
9. Inventarios, neto.....	65
10. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto.....	66
11. Propiedades, planta y equipo, neto	68
12. Otros pasivos financieros	72
13. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar.....	79
14. Provisiones	80
15. Impuestos por pagar	83
16. Provisiones por beneficios a los empleados.....	87
17. Impuestos diferidos, neto.....	91
18. Otros pasivos no financieros	94
19. Patrimonio	94
20. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos.....	98

21. Aprovisionamientos y servicios	102
22. Gastos de personal.....	103
23. Otros Gastos Fijos de Explotación	104
24. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro.....	104
25. Resultados financieros	105
26. Venta y disposición de activos.....	107
27. Gasto por impuesto a las ganancias	107
28. Utilidad por acción	108
29. Resultado integral.....	109
30. Activos y pasivos en moneda extranjera	110
31. Sanciones	110
32. Otros seguros.....	111
33. Compromisos y contingencias	112
34. Mercado de Derivados Energéticos	115
35. Gestión de riesgos	116
36. Valor razonable.....	119
37. Categorías de activos financieros y pasivos financieros	120
38. Aprobación de Estados Financieros	120
39. Eventos Subsecuentes.....	120
40. Contrato de Concesión.....	121



1. Información general

Ente económico

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial (en adelante “el Grupo”); constituido por Emgesa S.A E.S.P. 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 y Sociedad Portuaria Central Cartagena SPCC S.A., (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.

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

El Grupo 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.

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

La situación de Grupo Empresarial inscrita en el registro mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá, fue actualizada mediante registro No. 02316803 del libro IX del 28 de marzo de 2018, sin producirse ninguna modificación respecto la casa matriz (Enel S.P.A.). La situación de Grupo Empresarial es ejercida por la sociedad Enel S.P.A (matriz) indirectamente sobre las sociedades Emgesa S.A. E.S.P. y Codensa S.A. E.S.P. a través de la sociedad Enel Américas S.A.; indirectamente sobre la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. E.S.P. a través de Emgesa S.A. E.S.P.; indirectamente sobre la sociedad Inversora Codensa S.A. E.S.P. a través de Codensa S.A. E.S.P.; indirectamente sobre las sociedades Enel Green Power Colombia S.A.S E.S.P. y El Paso Solar S.A.S. E.S.P. a través de Enel Green Power S.P.A. El 21 de junio de 2018 mediante registro No. 1171351 se actualizó el registro del Grupo Empresarial en el sentido de incluir en dicho Grupo a la Fundación Enel y la sociedad Enel X Colombia S.A. E.S.P.

Objeto Social – El Grupo 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 incorporeal; 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

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
 (En miles de pesos)

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 completarias con su objeto social.

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

El Grupo cuenta con 11 centrales de generación hidráulica y 2 térmicas, ubicadas en los departamentos de Cundinamarca, Huila y Bolívar:

Central	Tecnología	Capacidad Declarada
Guavio	Hidráulica	1.259,9 MW
Betania	Hidráulica	540,0 MW
El Quimbo	Hidráulica	396,0 MW
Guaca	Hidráulica	324,0 MW
Paraíso	Hidráulica	276,0 MW
Charquito	Hidráulica	19,4 MW
Tequendama	Hidráulica	56,8 MW
Limonar	Hidráulica	18,0 MW
Laguneta	Hidráulica	18,0 MW
Darío Valencia	Hidráulica	150,0 MW
Salto II	Hidráulica	35,0 MW
Termozipa	Térmica	224,0 MW
Cartagena	Térmica	184,0 MW

Comercialización de Gas

El nuevo año regulatorio de gas inició el 1 de diciembre de 2018, para este nuevo inicio el Grupo sigue siendo un actor relevante en el mercado de comercialización de gas natural en Colombia, se iniciaron siete nuevos contratos con clientes industriales, ingresando cuatro clientes nuevos y consolidando relaciones con tres clientes. Las ventas realizadas a diciembre de 2018 fueron de 79.5 Mm3 con un margen variable de \$4.219.526 lo que significó un aporte del 0.18% del margen variable del Grupo, mientras que en el 2017 las ventas fueron de 72.9 Mm3 y margen variable por \$3.420.220.

Durante el 2018, el Grupo se ha mantenido activa en el proceso de venta en el mercado secundario, a través de negaciones de suministro y transporte intradiarias.

Marco legal y regulatorio

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





La principal institución del sector energético es el Ministerio de Minas y Energía (MME) que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión y el plan de abastecimiento de gas natural. En el caso de la generación este plan es indicativo, mientras que en la transmisión es vinculante. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

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

El mercado eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales o a través de un mercado de corto plazo denominado “Bolsa de Energía”, que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Además, para promover la expansión del sistema, se realizan subastas de largo plazo de energía firme, dentro del esquema de “Cargo por Confiabilidad”. La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

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

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

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

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

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

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

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

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

El Ministerio de Minas y Energía a través del Decreto 0570 de marzo de 2018, define los lineamientos de política pública para la contratación de Energía de Largo Plazo. Los objetivos del Decreto son: fortalecer la resiliencia de la matriz de generación a través de la diversificación del riesgo, promover la competencia y la eficiencia en la formación de precios a través de proyectos nuevos y existentes, mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático, a través del aprovechamiento de los recursos renovables disponibles, fortalecer la seguridad energética nacional y reducir las emisiones de gases efecto invernadero, de acuerdo con compromisos COP 21.

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

A través de las resoluciones 41307 y 41314 de diciembre de 2018, el Ministerio de Minas y Energía convocó oficialmente a la primera subasta de energía eléctrica de contratación a largo plazo, que se llevará a cabo el 26 de febrero de 2019 y busca 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.

Este proceso adjudicará 1.183.000 megavatios-hora año, a través de contratos de energía media anual a largo plazo con una vigencia de 12 años. La fecha de inicio de las obligaciones de los proyectos de generación que sean asignados será el 1 de diciembre de 2021.



La subasta solo tendrá en cuenta proyectos de generación de energía cuya fecha inicial de operación sea posterior al 31 de diciembre de 2017, los cuales serán evaluados con base en cuatro criterios: resiliencia, complementariedad de los recursos, seguridad energética regional y reducción de emisiones de CO₂.

El Ministerio de Minas y Energía publicará la minuta del contrato a más tardar la primera semana de enero de 2019, mientras que la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, entidad responsable de la administración del mecanismo, revelará los pliegos de bases y condiciones específicas para la subasta en la misma fecha.

En cuanto a la energía en firme para el cargo por confiabilidad, la CREG publicó las resoluciones 167 y 201 de 2017, mediante las cuales define la metodología para calcular la energía en firme de las plantas eólicas y solares. Adicionalmente la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante la Resolución 140 de 2017, definió una nueva metodología para el cálculo del precio de escasez del Cargo por Confiabilidad, el cual se denomina precio marginal de escasez (PME); este PME regirá para las asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme (OEF) que se realicen en un futuro, y por ende, representará el precio al que se remunerará dicha energía, durante un periodo crítico. Con esta nueva metodología de cálculo se evitan desacoples entre el costo de generación local y marcadores de precios de combustibles en el mercado internacional, pues el precio marginal de escasez refleja los costos de combustibles locales.

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

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

De igual manera la CREG, definió las condiciones para la convocatoria a una subasta del cargo por confiabilidad para la asignación de los proyectos de generación de energía eléctrica que puedan entrar en operación en el periodo 2022-2023. A través de esta decisión regulatoria se convoca una subasta del cargo por confiabilidad, esquema mediante el cual los generadores se comprometen a entregar un producto denominado energía en firme con el cual se busca cubrir el suministro de energía a la demanda nacional, incluso en los momentos de hidrología más crítica.

La resolución establece entre otros aspectos, que la subasta a realizar se hará mediante el mecanismo de sobre cerrado, es decir, cambia con relación a subastas del cargo por confiabilidad realizadas en años anteriores que fueron mediante subastas de reloj descendente.

Por su parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (“MADS”), publicó el 3 de agosto de 2016, la Resolución 1283 de 2016, por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables (“FNCR”) y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la antes mencionada Ley 1715 de 2014. 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, 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.

Por último, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 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.

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.

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

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

La CREG continuando con sus análisis y ajustes al mercado de gas natural, presentó para comentarios la Resolución CREG 072 de 2018, mediante la cual se ajustan disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de 2017; en particular observa que existen unos problemas en el desempeño del mercado secundario relacionados con una presunta información incompleta de todo lo que en el mismo se ejecuta, así como, se dan unos altos costos en las transacciones, los cuales se originan en la rigidez de los contratos que en este momento se encuentran contemplados en la regulación; y plantea la necesidad de ajustar el manejo de información referente al volumen de cantidades de excedentes y faltantes derivadas del mercado primario, evitar que los agentes no acudan al mercado secundario y de ésta forma contar con un mercado transparente, que refleje el estado de todas y cada una de las transacciones que en el mercado se realicen.

Entidad Filial–Sociedad Portuaria Central Cartagena SPCC S.A., (en adelante “el Grupo”), 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 – 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 una capitalización aprobada en sesión No.14 de la Asamblea de Accionistas llevada a cabo el día 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 ochenta y nueve millones setecientos catorce mil seiscientos pesos (COP 89.714.600) y 2. En virtud de la capitalización, aumentar el número de acciones que pasa de 58.000 a 897.146 acciones.

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, el Grupo decidió cancelar la deuda al Instituto Nacional de Vías y Tesorería de Cartagena, con un préstamo otorgado por Emgesa S.A E.S.P. 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 el Grupo 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 otro sí 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 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 del Grupo – El Grupo 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.

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 2018, han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF), que contemplan las Normas Internacionales de Información Financiera -NIIF-, las Normas Internacionales de Contabilidad –NIC-, las interpretaciones SIC, las interpretaciones CINIIF y el marco conceptual para la información financiera, aplicables, emitidas y aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) al 31 de diciembre de 2015 y que fueron publicadas en español por dicho organismo en 2015, e incorporadas al marco técnico contable colombiano de conformidad con la Ley 1314 del 13 de julio del 2009, reglamentada por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015, las modificaciones de los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y compiladas y actualizadas por el Decreto 2483 de 2018.

El Grupo pertenece al Grupo 1 de adopción de acuerdo a las definiciones de los Decretos 2784 del 28 de diciembre de 2012 y 3024 del 27 de diciembre de 2013, de acuerdo con lo requerido 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 con las NCIF, del activo y los pasivos que se registran a valor razonable.

La preparación de los estados financieros consolidados de acuerdo con 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 2019.

Los Decretos 2496 de diciembre de 2015, 2131 de diciembre de 2016, 2170 de diciembre de 2017 y 2483 de diciembre de 2018 introdujeron al marco técnico normativo de información financiera nuevas normas, modificaciones o enmiendas emitidas o efectuadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) a las Normas Internacionales



de Información Financiera entre los años 2015 y 2017, para evaluar su aplicación en ejercicios financieros que comiencen en o más adelante del 1 de enero de 2019, aunque su aplicación podría ser efectuada de manera anticipada.

NIIF 16 Arrendamientos

La NIIF 16 se emitió en enero de 2016 y reemplazó a la NIC 17 Arrendamientos, CINIIF 4 Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento, SIC 15 Arrendamientos Operativos-Incentivos y SIC 27 Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento. Esta norma establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios tengan en cuenta todos los arrendamientos bajo un modelo único en el balance general similar a la contabilización de los arrendamientos financieros según la NIC 17. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para arrendatarios: arrendamientos de activos de “bajo valor” y arrendamientos a corto plazo (es decir, arrendamientos con un plazo de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un contrato de arrendamiento, un arrendatario reconocerá un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento. Los arrendatarios deberán reconocer por separado el gasto de intereses del pasivo por arrendamiento y el gasto por depreciación del activo por derecho de uso.

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

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

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

Transición a la NIIF 16

El Grupo planea adoptar la NIIF 16 según el modelo retroactivo con efecto acumulado, reconocido a partir de la fecha de adopción sin reexpresión de la información comparativa. Como solución practica El Grupo elegirá no aplicar la norma a los contratos que no se identificaron previamente como que contienen un contrato de arrendamiento según la NIC 17 y la CINIIF 4.

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

Durante 2017 y 2018, la Administración ha realizado una evaluación detallada de la base de contratos para la implementación de la NIIF 16. El Grupo espera reconocer activos por derecho de uso y pasivos financieros en un rango aproximado de COP \$6.000.000 y \$8.000.000, el 1 de enero de 2019.

CINIIF 22 Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones Anticipadas

Esta interpretación se refiere a la determinación de la tasa de cambio a utilizar en el reconocimiento inicial de un activo, ingreso o gasto (o parte de ellos) en la baja de los activos o pasivos no monetarios relacionados con la contraprestación anticipada, la fecha de la transacción en la fecha en la que una entidad inicialmente reconoce el mencionado activo o pasivo no financiero como resultado del pago anticipado. Si existen múltiples pagos por anticipado, sean recibidos o entregados, las compañías deberán determinar la fecha de transacción para cada uno de esos pagos.

La fecha de aplicación de esta interpretación en el marco contable Colombiano es para periodos que comiencen a partir del 1 de enero del 2019. El Grupo no prevé impactos por la aplicación de esta interpretación, dado que los anticipos en moneda extranjera se reconocen al tipo de cambio de la fecha de la transacción.

Transferencia de Propiedades de Inversión Enmiendas a la NIC 40

Estas enmiendas hacen algunas aclaraciones para los casos en los que una compañía debe transferir propiedades, incluyendo propiedades en construcción o propiedades de inversión. Estas enmiendas establecen que un cambio en uso se presenta cuando la propiedad empieza a cumplir o deja de cumplir la definición de propiedad de inversión y existe evidencia de dicho cambio. Un simple cambio en la intención de uso de la propiedad por parte de la Administración no constituye evidencia de un cambio en uso. Las Compañías deben aplicar las enmiendas de manera prospectiva sobre los cambios en uso que ocurran a partir del período en que se empiecen a aplicar estas enmiendas. Las Compañías deberán reevaluar la clasificación de la propiedad mantenida a esa fecha y, si aplica, reclasificarla para reflejar las condiciones existentes en ese momento. Esta enmienda se incluye en el anexo 1.3 del Decreto 2420 de 2015, por medio del Decreto 2170 de 2017, con vigencia a partir del 1 de enero de 2019. El Grupo a la fecha de los presentes estados financieros, no posee propiedades de inversión.

Clasificación y Medición de Transacciones con Pagos Basados en Acciones Enmiendas a la NIIF 2

Estas enmiendas fueron emitidas por el IASB con el fin de responder a tres áreas principales: los efectos de las condiciones para la irrevocabilidad de la concesión en la medición de transacciones de pagos basados en acciones pactadas en efectivo, la clasificación de las transacciones de pagos basadas en acciones con características de liquidación neta para obligaciones de retención de impuestos y la contabilidad cuando una modificación a los términos y condiciones de las transacciones de pagos basados en acciones cambian su clasificación de liquidadas en efectivo a liquidadas en patrimonio. En la adopción, las compañías están requeridas a aplicar las enmiendas sin re expresar períodos anteriores, pero se permite la aplicación retrospectiva si es elegible para las tres enmiendas y cumple otros criterios. Estas enmiendas se incluyen en el anexo 1.3 del Decreto 2420 de 2015, por medio del Decreto 2170 de 2017, con vigencia a partir del 1 de enero de 2019. El Grupo a la fecha de los presentes estados financieros, no posee transacciones con pagos basados en acciones.

Enmienda a NIC 1: Iniciativa sobre información a revelar

El IASB emitió enmiendas a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas con el objetivo de alentar a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.

Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación

Estas modificaciones de alcance restringido a la NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 12 “Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” aclaran la aplicación de la excepción de consolidación para las entidades de inversión y sus subsidiarias. Las modificaciones además disminuyen las exigencias en circunstancias particulares, reduciendo los costos de la aplicación de las Normas.

Mejoras a las NIIF (Ciclo 2015-2017)

Corresponde a una serie de enmiendas menores que aclaran, corrigen o eliminan una redundancia en las siguientes normas: NIIF 3 “Combinaciones de Negocios”, NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”, NIC 12 “Impuesto a las ganancias” y NIC 23 “Costos por prestamos”. La aplicación es a partir del 1 de enero de 2019.

NIIF 3 Combinaciones de negocios: La enmienda clarifica cuando una entidad obtiene el control de un negocio que es una operación conjunta. Esta clarifica los requerimientos para combinación de negocios establecida en etapas que incluyen volver



a medir los intereses previamente mantenidos en los activos y pasivos de la operación conjunta al valor razonable. Al hacerlo el adquiriente vuelve a medir la totalidad de su participación anterior, en la operación conjunta

NIIF 11 Acuerdos Conjuntos: Una parte que participa en una operación conjunta pero no tiene control conjunto, puede obtener el control conjunto de la operación conjunta en la actividad de la operación conjunta que constituye un negocio de acuerdo a las definiciones de la NIIF 3. La enmienda clarifica que los intereses mantenidos antes de realizarse la operación conjunta, no se vuelven a medir.

NIC 12 Impuesto a las ganancias: La enmienda aclara que las consecuencias de los dividendos en el impuesto a las ganancias están relacionadas con transacciones o hechos pasados que generaron ganancias distribuibles a los propietarios. De igual forma una entidad reconoce el impuesto a las ganancias como consecuencia de la ganancia o pérdida en resultados u otros resultados integrales teniendo en cuenta el reconocimiento original que realiza la entidad producto de eventos pasados.

NIC 23 Costos por préstamos: La enmienda aclara que una entidad trata como parte de los préstamos generales cualquier préstamo realizado originalmente para desarrollar un activo, contemplando todas las actividades necesarias para preparar ese activo para el uso previsto por la gerencia.

Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos

La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y la NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.

El IASB decidió aplazar la fecha de aplicación efectiva de esta enmienda de manera indefinida, en espera del resultado de su proyecto de investigación sobre el método de participación. La fecha de aplicación de esta enmienda se encuentra pendiente por determinar.

2.4. Normas de contabilidad y de información financiera no incorporadas en el marco contable aceptado en Colombia emitidas aun no vigentes.

NIIF 17 Contratos de seguros

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

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

- » Una adaptación específica para contratos con características de participación directa (enfoque de tarifa variable).
- » Un enfoque simplificado (el enfoque de prima de asignación) principalmente para contratos de corta duración.

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

CINIIF 23 Incertidumbre Frente a los Tratamientos del Impuesto a las Ganancias

La interpretación trata la contabilidad de impuesto a las ganancias en los casos en los que los tratamientos fiscales incluyen incertidumbres que afectan la aplicación de la NIC 12 y no aplica a impuestos que están fuera del alcance de esta CINIIF, ni incluye requerimientos específicos relacionados con intereses y sanciones asociadas con tratamientos fiscales inciertos. La interpretación trata lo siguiente:

- » Cuando la entidad considera tratamientos fiscales inciertos de manera separada.
- » Los supuestos efectuados por la entidad acerca del examen de los tratamientos fiscales por parte de las autoridades correspondientes.
- » La manera en que la entidad determina la utilidad fiscal (o pérdida fiscal), bases fiscales, pérdidas o créditos fiscales no utilizados, y tarifas fiscales.
- » La manera en que la entidad considera los cambios en hechos y circunstancias.

Una Compañía debe determinar si evalúa cada tratamiento incierto por separado o agrupados, debiendo utilizar el enfoque que mejor predice la resolución de las incertidumbres.

La fecha de aplicación a la interpretación establecida es para periodos que comiencen a partir del 1 de enero del 2019. El Grupo no tiene impactos por la aplicación de esta interpretación.

Aplicación de la NIIF 9 "Instrumentos financieros" con la NIIF 4 "Contratos de seguro"–Enmienda a la NIIF 4

Las enmiendas están dirigidas a resolver asuntos que surgen como resultado de la implementación de la nueva norma de instrumentos financieros, NIIF 9, antes de la implementación de la NIIF 17 "Contratos de seguro", que reemplaza la NIIF 4. Estas enmiendas introducen dos opciones para las entidades que emiten contratos de seguro: una exención temporal de la aplicación de la NIIF 9 y un enfoque de superposición.

Una Compañía puede optar por el enfoque de superposición cuando adopta la NIIF 9 y aplicar este enfoque retrospectivamente a los activos financieros designados en la transición a NIIF 9. Estas enmiendas deben ser aplicadas de manera retrospectiva y no han sido introducidas en el marco contable colombiano por medio de decreto alguno a la fecha. Estas enmiendas no son aplicables al Grupo.

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 3.2.12.).
- » La vida útil de las propiedades, planta y equipo e intangible (Ver Notas 3.2.6. y 3.2.7.).
- » La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros (Ver Nota 3.2.8. (b)).
- » Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (Ver Nota 3.2.13.).
- » Los ingresos y gastos derivados de la actividad de generación que proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado mayorista y no regulado, de la bolsa de energía, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC por sus siglas en inglés) y del cargo por confiabilidad, así como las compras de energía necesarias para atender dichos contratos (Ver Nota 3.2.16.).
- » La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos inciertos o contingentes (Ver Nota 3.2.10.).



- » Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales surgidos de la licencia ambiental principalmente para nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar (Ver Nota 3.2.7).
- » Los resultados fiscales, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros (Ver Nota 3.2.11).

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

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 presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Emgesa S.A. E.S.P. tiene poder sobre sus filiales 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. Principios de consolidación

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 recíprocas.

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 la sociedad filial se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. 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.
2. Los saldos y transacciones de Balance y Resultados entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
3. Los cambios en la participación en la sociedad filial 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.

4. Las sociedades consolidadas tienen como moneda funcional el peso colombiano, por lo tanto no hay conversión de moneda extranjera.
5. 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 un negocio bajo control común.

3. Políticas Contables

3.1. Cambios en Políticas

NIIF 9 Instrumentos Financieros

A partir del 1 de enero de 2018 entró en vigencia la NIIF 9 Instrumentos financieros, esta versión de la NIIF 9 reemplaza la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, y todas las versiones anteriores de la NIIF 9. La NIIF 9 reúne los tres aspectos del proyecto de contabilización de instrumentos financieros: Clasificación y medición, deterioro y contabilidad de cobertura.

La NIIF 9 entró en vigencia para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018, permitiéndose la aplicación anticipada; se requiere una aplicación retrospectiva, pero la información comparativa no es obligatoria. La norma contempla la excepción para la contabilidad de coberturas, cuyos requisitos generalmente se aplican prospectivamente, con algunas excepciones limitadas.

El Grupo adoptó el nuevo estándar en la fecha requerida, y de acuerdo con los lineamientos de la NIIF 9 para la transición, efectuó su aplicación retrospectiva y no re expresó la información comparativa; reflejando el impacto de la transición en las ganancias acumuladas iniciales del año 2018.

A continuación se describen los impactos para cada uno de los temas relevantes de esta norma:

(a) Clasificación y medición

En general los préstamos y las cuentas por cobrar comerciales se mantienen para cobrar los flujos de efectivo contractuales; y se espera que generen flujos de efectivo que representen únicamente pagos de capital e intereses. El Grupo analizó las características contractuales de los flujos de efectivo de esos instrumentos y concluyó que cumplen con los criterios de medición del costo amortizado definido por la nueva norma. En los casos específicos en que se ha efectuado ventas de activos financieros, se ha dado la transferencia sustancial de los riesgos y beneficios y la correspondiente baja de los activos. Por lo anterior, no hay modificaciones en la clasificación y medición de estos rubros.

Por otra parte, las participaciones de capital en compañías no cotizadas están destinadas a mantenerse en el futuro previsible y el Grupo aplica la opción de presentar cambios en el valor razonable en ORI.

En conclusión no se presenta ningún impacto en el estado de situación financiera o patrimonio al aplicar los requerimientos de clasificación y medición de la NIIF 9.

(b) Deterioro

La NIIF 9 requiere que el Grupo registre las pérdidas crediticias esperadas 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 buscando reconocer 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; mientras



que la NIC 39 planteaba un modelo de deterioro enfocado en las pérdidas incurridas basándose en el comportamiento presente y pasado de los clientes.

Por las características de los activos financieros del Grupo, de acuerdo con los lineamientos del Grupo, se definieron los siguientes modelos a aplicar:

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 la Probabilidad de Incumplimiento (PD) y la pérdida dado el Incumplimiento (LGD). Ver nota 3.2.8 (b).

La pérdida de crédito esperada de la cartera comercial determinada por el modelo simplificado individual al 1 de enero de 2018 es la siguiente:

Concepto	Pérdida de crédito esperada al 1 de enero de 2018
Cartera Energía y Gas	\$ 107.670.624
	\$ 107.670.624

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 norma. Este modelo agrupa las contrapartes en cuatro categorías definidas por el grupo (Administraciones públicas, Contrapartes institucionales, Préstamos a empleados y Otros activos), sobre el que se mide el riesgo de manera colectiva de los otros activos.

La pérdida de crédito esperada se calcula sobre el saldo de cada categoría multiplicándola por la Probabilidad de Incumplimiento (PD) y la Pérdida dado el Incumplimiento (LGD). Ver nota 3.2.8 (b).

La pérdida de crédito esperada sobre los otros activos financieros determinada por el modelo general colectivo al 1 de enero de 2018 es la siguiente:

Clúster	Pérdida de crédito esperada al 1 de enero de 2018
Administraciones públicas	\$ 19.720
Contrapartes institucionales	118.078
Préstamos a empleados	128.416
Otros activos	2.926.796
	\$ 3.193.010

El impacto por deterioro reconocido en los estados financieros del Grupo por efecto de la adopción de la NIIF 9 son los siguientes:

Concepto	Cartera Comercial	Otros Activos	Total
Deterioro Bajo NIC 39	\$ 104.938.329	\$ 2.531.808	\$ 107.470.137
Deterioro Bajo NIIF 9			
Modelo Simplificado Individual	107.670.624	–	107.670.624
Modelo General Colectivo	–	3.193.010	3.193.010
Total Deterioro NIIF 9	\$ 107.670.624	\$ 3.193.010	\$ 110.863.634

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

Concepto	Cartera Comercial	Otros Activos	Total
Impacto Adopción NIIF 9	2.732.295	661.202	3.393.497

(c) Contabilidad de cobertura

El Grupo determinó que todas las relaciones de cobertura existentes al 1 de enero de 2018 designadas en relaciones de cobertura efectivas continuarán calificando para la contabilidad de coberturas bajo la NIIF 9.

El Grupo ha optado por no aplicar retrospectivamente la NIIF 9 en la transición de las coberturas. La NIIF 9 no cambia los principios generales de cómo una entidad contabiliza las coberturas efectivas, por lo tanto la aplicación de los requisitos de cobertura de la NIIF 9 no tiene un impacto significativo en los estados financieros del Grupo.

Resumen Impactos

En resumen el impacto por la transición a NIIF 9 reconocido en los estados financieros del Grupo es el siguiente:

Rubro del Estado de Situación Financiera	Saldo deterioro al 31 de diciembre de 2017	Saldo deterioro al 1 de enero de 2018	Impacto en deterioro de activos financieros por la adopción de NIIF 9
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ 104.938.329	\$ 107.670.625	\$ 2.732.296
Otros activos financieros	2.531.808	3.193.010	661.202
Total Deterioro Activos Financieros	\$ 107.470.137	\$ 110.863.634	3.393.498
Impuesto Diferido			(935.512)
Ganancias Acumuladas			(\$ 2.457.986)

NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes

La NIIF 15 tiene como objetivo brindar un modelo único e integral de reconocimiento de ingresos para todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros; y mejorar la comparabilidad dentro de las industrias, entre industrias y entre mercados de capital; teniendo como principio básico que una entidad reconoce los ingresos de actividades ordinarias de forma que represente la transferencia de bienes o servicios comprometidos con clientes a cambio de un importe que refleje la contraprestación a la cual la entidad espera tener derecho a cambio de dichos bienes o servicios.

La NIIF 15, establece un modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes basado en 5 etapas que son:

Etapas 1: Identificar el contrato o contratos con clientes.

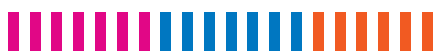
Etapas 2: Identificar las obligaciones de desempeño en el contrato.

Etapas 3: Determinar el precio de la transacción.

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

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

La NIIF 15 sustituye las siguientes normas internacionales de contabilidad e interpretaciones: NIC 11: Contratos de Construcción, NIC 18: Ingresos de Actividades Ordinarias, CINIIF 13: Programas de Fidelización de Clientes, CINIIF 15: Acuerdos para la Construcción de Inmuebles, CINNIIF 18: Transferencia de Activos Procedentes de Clientes y SIC 31: Ingresos – Permutas de Servicios de Publicidad.





De acuerdo con lo establecido por esta norma el Grupo efectuó la transición a la NIIF 15 a partir del 1 de enero de 2018, utilizando el enfoque retrospectivo modificado, que considera el efecto por adopción en las utilidades acumuladas y no re expresar la información financiera comparativa.

En el proceso de adopción de la NIIF 15, el Grupo ha considerado lo siguiente:

Enfoque de cartera:

El Grupo obtiene los principales flujos de ingresos por la venta de bienes y/o la prestación de servicios basados en el suministro de energía en los Mercados Mayoristas, No Regulado y Bolsa.; igualmente suministra Gas a diferentes agentes del mercado.

La solución práctica del párrafo 4 de la NIIF 15, permite aplicar esta norma a una cartera de contratos; por esta razón el Grupo a través de la identificación de los flujos de ingresos definió los grupos de contratos con clientes que poseen características similares en los términos y condiciones contractuales (categorías).

Estas categorías fueron determinados 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); las cuales siguiendo el modelo de 5 pasos y temas especiales de la NIIF 15 permiten la identificación de los bienes o servicios prometidos en los contratos.

Contratos con múltiples bienes y/o servicios:

La NIIF 15 en los párrafos 26 al 30, establece: Un contrato con múltiples bienes y/o servicios se presenta, cuando el Grupo identifica varias obligaciones de desempeño en la transferencia de bienes y/o servicios ofrecidos a los clientes, y estas pueden ser satisfechas de manera independiente.

A continuación se detalla el análisis realizado, sobre los diferentes contratos relacionados con la prestación de bienes y/o servicios que el Grupo ofrece a los clientes:

- » **Venta de Energía Mercado Mayoristas, No Regulado y Combustibles:** La negociación de los precios de la transacción pueden ser: a precios fijos, a precios fijos con factor de bolsa, o a precios de bolsa y se indexan al índice de precios al productor (IPP), o de acuerdo a la regulación enmarcada en cada uno de los contratos en el caso de combustibles.
Se pueden presentar algunas contraprestaciones variables debido a descuentos ofrecidos en negociaciones con los clientes, por lo que el Grupo estima el importe al que tiene derecho por la transferencia de bienes y/o servicios a los clientes.
- » **Venta de Energía Mercado No Regulado:** Para este servicio se identificó una obligación de desempeño, que es la venta de energía eléctrica a los clientes de este mercado. Por lo tanto no existen contratos con múltiples bienes y servicios asociados a este mercado. En el Mercado No Regulado, en el que el Grupo suministra bienes y/o servicios, el Grupo actúa como principal.
- » **Mercado de Energía en Bolsa:** Se presentan tres obligaciones de desempeño que son: Venta de energía, despacho por seguridad y otros servicios complementarios; las cuales representan una promesa de transferir una serie de bienes y/o servicios distintos que son sustancialmente los mismos y que tienen el mismo patrón de transferencia al cliente. Por lo tanto no se considera que el contrato en el mercado bolsa presenta múltiples bienes y servicios a los clientes. En el mercado de energía en bolsa el Grupo suministra sus bienes y/o servicios, el Grupo actúa como principal.
- » **Venta de combustibles:** Dependiendo del contrato se pueden presentar una o dos obligaciones de desempeño que son:
 - Suministro de gas.
 - Suministro de gas y transporte.

No se presentan contratos con múltiples bienes y servicios debido a que las obligaciones de desempeño son altamente interdependientes y tienen el mismo patrón de transferencia a los clientes finales. En este mercado el Grupo actúa como principal.

- » **Otros Ingresos:** El Grupo tiene en este rubro ingresos bajo el alcance de la NIIF 15 que corresponden al cargo por confiabilidad.

En el cargo por confiabilidad la obligación de desempeño es la entrega de energía en firme a los agentes del mercado secundario. Este mercado no presenta múltiples bienes y servicios. En los cargos por confiabilidad el Grupo actúa como principal.

- » **Contrato de disponibilidad del muelle con Emgesa S.A:** Es el principal concepto y está compuesto por el contrato de disponibilidad portuaria y la obligación de desempeño identificada en este clúster es la prestación del servicio de muellaje y en consecuencia el contrato en análisis contiene la prestación de un solo servicio comprometido y el Grupo actúa como principal.
- » **Servicio de muellaje otros usuarios:** este concepto está compuesto por los contratos de servicios portuarios firmados con usuarios diferentes a Emgesa S.A. y se identifica una obligación de desempeño que es la prestación del servicio de muellaje; por lo tanto, el contrato contiene la prestación de un solo servicio comprometido y el Grupo actúa como principal.

Satisfacción de las obligaciones de desempeño:

La NIIF 15 en los párrafos 32 y 35, establece que la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo o en un punto del tiempo de acuerdo al patrón de transferencia de los bienes y/o servicios otorgados a los clientes.

El Grupo identificó que la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo para los mercados Mayoristas, No Regulado, Bolsa, Combustibles y otros (Cargos por confiabilidad), ya que los clientes reciben y consumen simultáneamente los bienes y/o servicios suministrados por el Grupo, y se benefician en la medida que se ejecutan los contratos.

El contrato de disponibilidad del muelle con Emgesa S.A. y Servicio de muellaje otros usuarios; la satisfacción de las obligaciones de desempeño, se realiza a lo largo del tiempo dado que los clientes reciben y consumen simultáneamente los bienes o servicios comprometidos y se benefician en la medida que se ejecutan los contratos.

Contraprestaciones variables:

La NIIF 15 en el párrafo 50 establece que 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.

- » **Venta de Energía Mercado Mayoristas, No Regulado y Combustibles:** La negociación de los precios de la transacción pueden ser: a precios fijos, a precios fijos con factor de bolsa, o a precios de bolsa y se indexan al índice de precios al productor (IPP), o de acuerdo a la regulación enmarcada en cada uno de los contratos en el caso de combustibles.
Se pueden presentar algunas contraprestaciones variables debido a descuentos ofrecidos en negociaciones con los clientes, por lo que el Grupo estima el importe al que tiene derecho por la transferencia de bienes y/o servicios a los clientes.
- » **Mercado de Energía en Bolsa:** La negociación de los precios en este mercado es regulado y está fijado por el mercado (oferta y demanda) con el fin que el administrador del sistema (XM) ejecute, liquide y recaude los valores monetarios a los agentes que intervienen en este mercado. No hay contraprestaciones variables ya que no se presentan modificaciones en los precios regulados de oferta y demanda establecidos en este mercado.
- » **Otros Ingresos:** En la asignación de precios en el cargo por confiabilidad se utiliza un mecanismo de mercado que propende a la eficiencia de la subasta de las obligaciones de energía en firme. Lo anterior no supone contraprestaciones variables ya que en la determinación del precio no se presentan modificaciones por variables como descuentos o rebajas en los precios que no estén establecidos por el mercado.
- » **Contrato de disponibilidad del muelle con Emgesa S.A:** Es el principal concepto, compuesto por el contrato de disponibilidad portuaria firmado con Emgesa S.A. E.S.P.; la única obligación de desempeño identificada es la prestación del servicio de muellaje, en consecuencia este contrato contiene la prestación de un solo servicio comprometido en el que el Grupo actúa como principal.



Contratos con modificaciones:

La NIIF 15 en el párrafo 18 establece que se presentan contratos con modificaciones 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 o servicios ofrecidos a los clientes.

Se identificó que por las particularidades del mercado y del sector en el que el Grupo suministra sus bienes y/o servicios asociados a contratos con clientes; no se presentan cambios que proporcionen nuevos bienes y/o servicios. Tampoco se presentan modificaciones en el precio que estén fuera de los estándares previamente acordados o regulados. Algunos cambios se pueden presentar en fechas o precios sin que estos alteren la contraprestación acordada entre las partes en el suministro de bienes y servicios.

Para Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. en el análisis realizado, se determinó que los flujos de ingresos y las categorías asociados, determinó que no hay impacto, debido a que no se producen cambios que proporcionen nuevos bienes o servicios o se presenten modificaciones en los precios que estén fuera de las condiciones previamente acordadas o reguladas. Los cambios que se identificaron están relacionados con las fechas de inicio o terminación del contrato o con los precios; sin que estos alteren la contraprestación acordada entre las partes para el suministro de bienes y/o la prestación de servicios.

Consideración como Principal o como Agente:

La NIIF 15 en los párrafos B34 al B38 establece que cuando se encuentra involucrado un tercero en proporcionar bienes y/o servicios a un cliente, el Grupo deberá determinar si el compromiso de cumplir con la obligación 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 a los clientes, esta actúa como principal. En caso contrario actúa como agente.

El Grupo actúa como principal en los mercados donde suministra sus bienes y/o servicios, debido a que controla y satisface por sí misma las obligaciones de desempeño comprometidas con los clientes.

Costos del contrato:

La NIIF 15 en los párrafos 91 al 98 permite reconocer un activo por los costos de obtener o cumplir un contrato.

Debido a las características de los mercados en los que el Grupo suministra sus bienes y/o servicio, no se presentan costos incrementales de obtención o por cumplir un contrato.

Acuerdos de concesión

Una vez analizados las categorías definidas por el Grupo, no se identificaron impactos que se originen por acuerdos de concesión en la adopción de NIIF 15.

De acuerdo al análisis realizado en la implementación de la NIIF 15, no se determinó cambios que afecten la política actual de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias, ni impactos en los estados financieros derivados de la adopción.

3.2. 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:

3.2.1. Instrumentos financieros

3.2.1.1. Efectivo y otros medios de liquidez equivalentes

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

3.2.1.2. Activos financieros

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.

3.2.1.2.1. Instrumento de deuda

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

(a) Activos financieros al costo amortizado

Un instrumento de deuda se clasifica como medido al “costo amortizado” sólo si los siguientes criterios se cumplen: el objetivo del modelo de negocio 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.



3.2.1.2.2. Instrumento de patrimonio

Todos los instrumentos de renta variable se miden por su valor razonable. Los instrumentos de patrimonio que se mantienen para negociar se valoran a valor razonable con cambios en resultados. Para el resto de instrumentos de patrimonio, 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.

3.2.1.2.3. Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

Los derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra el contrato y son permanentemente remediados 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 vendidos, si se trata de inventarios, o en la depreciación, si se trata de propiedades, planta y equipo.

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

(c) Coberturas de inversión neta en el exterior

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

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

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

3.2.1.3. Pasivos financieros

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

3.2.1.3.1. Deudas (Obligaciones financieras)

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

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

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



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

3.2.1.4. Activos Financieros y Pasivos Financieros con Partes Relacionadas

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

3.2.1.5. Cuentas por pagar comerciales

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

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

3.2.1.6. Reconocimiento y medición

Compras y ventas convencionales de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, que es la fecha en la cual 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 más, en el caso de un activo financiero que no se mide al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero. Los costos de transacción de activos financieros que se miden a su valor razonable con cambios en resultados se contabilizan directamente en la cuenta de resultados.

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

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

Posteriormente, 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.

3.2.1.7. Compensación de instrumentos financieros

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

3.2.1.8. Valores razonables de inversiones

Los valores razonables de las inversiones con cotización bursátil se basan en su precio de cotización vigente. Si el mercado para un instrumento financiero no es activo (o el instrumento no cotiza en bolsa) 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.

3.2.2. Inventarios

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

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

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

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

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

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



Los materiales obsoletos son entendidos como aquellos que no se espera que sean vendidos o utilizados en el ciclo de funcionamiento ordinario 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.

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

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

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 presentación de estos estados financieros de propósito general el Grupo no posee activos no corrientes mantenidos para la venta ni actividades discontinuadas.

3.2.4. Inversiones en subsidiarias

Una subsidiaria es una entidad controlada por 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 "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación". La medición del método de participación se evalúa de acuerdo con la materialidad de las cifras y teniendo en cuenta la participación en cada subsidiaria.

3.2.5. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Una asociada es una entidad sobre la cual 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.

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

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

3.2.6. Activos Intangibles

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

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

Las vidas en promedio utilizadas para la amortización son:

Concepto	Años de vida útil estimada	
	2018	2017
Derechos *	20-50	20-50
Costos de desarrollo	1-5	1-5
Licencias	1-5	1-5
Programas informáticos	1-5	1-5
Otros activos identificables	1-5	1-5

(*) Hacen referencia a los derechos que el Grupo tiene registrada 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 proyecto 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.

La vida utilizada para la amortización de la concesión es de 20 años.

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 integrales y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta, el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente.

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

3.2.7. Propiedades, planta y equipo

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

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

- » Los costos por intereses generales y específicos que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que necesariamente requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar preparados para el uso previsto o la venta, se añaden al costo de esos activos, hasta que llega el momento en que los activos están sustancialmente preparados para el uso que se pretende o la venta. 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.
- » 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

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

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

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

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

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

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 del mismo, 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. A la fecha de presentación de estos estados financieros, el Grupo no considera significativo el valor residual de sus activos fijos.

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

Clases de propiedad, planta y equipo	Años de vida útil estimada	
	2018	2017
Plantas y equipos	19-85	19-85
Obra civil plantas y equipos	20-85	20-85
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	20-35	20-35
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	19-40	19-40
Edificios	20-85	20-85
Instalaciones fijas y otras	5-35	5-35
Arrendamientos financieros	2-5	2-5

Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Clases de propiedad, planta y equipo	Años de vida útil estimada	
	diciembre 2018	diciembre 2017
Maquinaria y Equipo Sumergida	5-10	5-10
Maquinaria y Equipo Exterior	5-10	5-10
Maquinaria y equipo	5-10	5-10

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 proyecto El 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

3.2.8. Deterioro de los activos

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

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

En 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, los próximos diez años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector que se trate. Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio.

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

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

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

(b) Activos financieros

Política aplicada para el 2017

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

Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados

(En miles de pesos)

El Grupo evalúa al final de cada ejercicio si existe evidencia objetiva sobre el deterioro del valor de un activo financiero o grupo de activos financieros medidos al costo amortizado. Un activo financiero o un grupo de activos financieros está deteriorado y las pérdidas por deterioro del valor han sido incurridas, si existe evidencia objetiva del deterioro como resultado de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo (un “evento de pérdida”) y que el evento de pérdida (o eventos) tiene un impacto en los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero o grupo de activos financieros que pueden calcularse de manera confiable.

Para determinar la necesidad de realizar un ajuste por deterioro en los activos financieros, se sigue el siguiente procedimiento:

Los activos que tienen origen comercial, el Grupo tiene definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad.

El Grupo efectuó un análisis con base en la naturaleza, deterioro y comportamiento de pago por tipo de cartera estableciendo lo siguiente:

Cartera de Energía y Gas

% Deterioro	Clase de cartera y antigüedad
100%	Cartera con antigüedad superior a 360 días en mora Se realizará una evaluación mensual de forma individual a la cartera de energía y gas que sea individualmente significativa y que presenten indicadores de deterioro. En el caso de la cartera que individualmente no sea significativa se evaluará el deterioro de valor de forma colectiva a partir del comportamiento histórico. Análisis Individual de Cartera de 0 a 30 días: El análisis de forma individual se realizará con base en evidencia objetiva del deterioro, el cual se genera como consecuencia de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo incluyendo la siguiente información observable: 1. Monto en riesgo mayo a \$ 100 Millones. 2. Análisis del deterioro financiero de los siguientes aspectos: · Evaluación de Factor de Riesgo Crédito (FRC) menor a 5 en los dos últimos años: con este índice se busca reflejar la capacidad de un cliente para responder con sus obligaciones de pago. Esta evaluación mide el riesgo de crédito que corresponde a la posibilidad de incumplimiento o incapacidad de pago de una contraparte. Se determina mediante una evaluación de antecedentes financieros, contables y de desempeño de la contraparte. · Calificación de cartera catalogada como D consecutiva en los últimos 6 meses. · Reportes en alertas tempranas en los últimos 6 meses. 3. Criterios observables del cliente como los siguientes: · Garantías en poder de la sociedad. · Admisión en procesos como concordato, acuerdo de reestructuración, de reorganización, causales de disolución por pérdidas o liquidación privada, obligatoria o judicial. · Procesos jurídicos, demandas instauradas, conceptos de abogados, etc. · Resoluciones o actos administrativos de entes regulatorios, que resuelvan y obliguen al Grupo a congelar los cobros. Con base en el análisis efectuado anteriormente se determinará el porcentaje a provisionar. Análisis Individual de Cartera mayor a 30 y menor a 360 días: Se realizará un proceso individual de evaluación mensual a la cartera de energía y gas mayor a 30 días y menor a 360 días, con base en la evidencia objetiva que tiene en cuenta información observable de nuestros clientes como: · Evaluación anual de factor de riesgo Crédito (FRC): La evaluación del riesgo crédito se basa principalmente en aspectos cuantitativos provenientes de los balances y estados financieros de los clientes. Dichos balances y estados permitirán calcular índices financieros, los cuales se ponderan de forma tal que se obtiene un valor único que mide la capacidad de un cliente de responder a sus compromisos de pago. Factor de riesgo Crédito (FRC): es igual a la suma ponderada de varios índices (Liquidez ácida, cobertura de intereses, Endeudamiento, ROI, antigüedad del negocio, comportamiento de pago, antecedentes judiciales), cada uno de los cuales mide atributos financieros, contables o de desempeño de una empresa. El FRC varía en un rango de -2 a 10, y según su valor implica la exigencia de garantías a la empresa cliente. · Garantías en poder de la sociedad. · Admisión en procesos como concordato, acuerdo de reestructuración, de reorganización, causales de disolución por pérdidas o liquidación privada, obligatoria o judicial. · Procesos jurídicos, demandas instauradas, conceptos de abogados, etc. · Resoluciones o Actos administrativos de entes regulatorios, que resuelvan y obliguen al Grupo a congelar los cobros. Con base en el análisis efectuado anteriormente se realizará el registro de la provisión correspondiente. Toda cartera superior a 360 días es provisionada.
Porcentaje determinado de acuerdo al análisis	

Otros deudores





Los siguientes porcentajes de provisión serán aplicados a la cartera de otros deudores del Grupo:

Provisión	Antigüedad
100%	Cartera mayor a 360 días

Adicionalmente a los porcentajes establecidos previamente para cada negocio, se pueden presentar casos especiales que indiquen la incobrabilidad de la cartera, los mismos serán evaluados por el área responsable estableciendo el tratamiento que se debe aplicar.

Política aplicada para el 2018

A partir del 1 de enero de 2018 con la entrada en vigencia de la NIIF 9, el Grupo determina la pérdida 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 específica 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.

3.2.9. Arrendamiento

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

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

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

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

3.2.10. Provisiones, pasivos y activos contingentes

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para 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.

3.2.11. 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.

3.2.11.1. Impuesto sobre la renta y complementarios e impuesto diferido

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

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa vigente al 31 de diciembre de 2018 a la tarifa del 37% (esta tasa incluye tanto el impuesto de renta del 33% como la sobretasa de renta del 4%), 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.

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

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

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

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

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

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

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

3.2.11.2. Impuesto a la riqueza

La Ley 1739 de diciembre de 2014 creó el impuesto a la riqueza por los años 2015 a 2017 para las personas jurídicas. El impuesto se determina a la tarifa del 1,15%, 1% y 0,4% para los años 2015, 2016 y 2017, respectivamente, para patrimonios superiores a \$5.000 millones; y se calcula anualmente sobre el patrimonio líquido a 1º de enero de cada año gravable disminuido en \$5.000 millones.

La obligación legal del impuesto a la riqueza se causa para los contribuyentes que sean personas jurídicas el 1 de enero de 2015, 2016 y 2017.

Para la vigencia 2018 no se genera Impuesto a la Riqueza de conformidad con el artículo 296-2 del Estatuto Tributario agregado por artículo 5 de la Ley 1739 de 2014.



3.2.11.3. Impuesto a las ventas

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

El tratamiento del impuesto a las ventas (IVA), en las compras de bienes y servicios se registra como mayor valor del costo o gasto, adicionalmente la reforma tributaria Ley 1819 de 2016 modificó la tarifa de este impuesto del 16% al 19% a partir del 1 de enero de 2017.

1. Los equipos que se alquilan y prestan el servicio de mantenimientos son de media como: medidores y módems.
2. Los predios que se arriendan son:
 - » Vía Centrar Cartagena.
 - » Lote Ubala – Guadualito
 - » Lote estaciones Hidrológicas
 - » Suite D115 Campamento Mambita.

3.2.12. 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.

3.2.13. Estimación del valor razonable

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

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

Para la determinación del valor razonable, 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.

3.2.14. Conversión de moneda extranjera

(a) Moneda funcional y moneda de presentación

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

Los estados financieros son presentados en “Pesos Colombianos” que a la vez es la moneda funcional y la moneda de presentación 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.

(b) 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 integrales.

Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 31 de diciembre 2018 y 31 de diciembre de 2017 de \$ 3.249,75 y \$2.984,00 por US\$1 y \$3.714,95 y \$3.583,18 por 1 Euro.

3.2.15. 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.

3.2.16. Reconocimiento de Ingresos

Política aplicada para el 2017

Los ingresos se imputan en función del criterio del devengo. Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias del Grupo durante el ejercicio, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos y se imputan en función del criterio del devengo.

Se siguen los siguientes criterios para su reconocimiento:

Los ingresos de la actividad de Generación proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado regulado 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. Los ingresos originados por la venta de energía son reconocidos en el mes en que la energía es entregada, independientemente de la fecha en que se elabora la factura. Por lo anterior, al final de cada mes se registran como ingresos estimados las ventas de energía aún no facturadas.

Así mismo para el negocio de comercialización de gas, se reconocen los ingresos en el mes en que es entregado al cliente final independiente del mes en que es facturado.

El Grupo registra por el monto neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros, se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Las ganancias o pérdidas procedentes de cambios en el valor razonable de la categoría de «activos financieros a valor razonable con cambios en resultados» se presentan en la cuenta de resultados dentro de otras (pérdidas)/ganancias-netas en el período en que se originaron.

Los ingresos por dividendos de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen en la cuenta de resultados como parte de otros ingresos cuando se establece el derecho del Grupo a recibir los pagos. Los cambios en el valor razonable de títulos monetarios y no monetarios clasificados como disponibles para venta se reconocen en el otro resultado integral.

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.



Los ingresos de la actividad portuaria proceden fundamentalmente del contrato de disponibilidad del muelle con Emgesa S.A. E.S.P. y los servicios prestados a otros clientes.

Política aplicada para el 2018

A partir del 1 de enero de 2018 con la entrada en vigencia de la NIIF 15, 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 de 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:

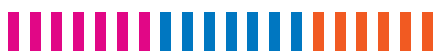
El Grupo reconocerá un activo contractual y un pasivo contractual, en la medida que se presentan las siguientes circunstancias en el suministro de bienes y servicios:

- » 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.

3.2.17. 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.

3.2.18. Capital social

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

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

3.2.19. Reservas

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

La disposición legal que contempla la constitución de reservas aplicables 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 distributable 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.

3.2.20. Utilidad por acción

La ganancia 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 a 20.952.601 acciones al 31 de diciembre de 2018 del Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P. Los dividendos preferentes tienen un valor de US\$0,1107 por acción.

3.2.21. Distribución de dividendos

Las leyes mercantiles de Colombia establecen que, una vez efectuadas las apropiaciones para la reserva legal, reserva estatutaria u otras reservas y el pago de impuestos, se distribuirá el remanente entre los accionistas, de acuerdo con el proyecto de distribución de acciones presentado por la administración 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.

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

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.

3.2.22. Segmentos de operación

Un segmento de operación es un componente de una entidad:

- (a) que desarrolla actividades de negocio de las que puede obtener ingresos de las actividades ordinarias e incurrir en gastos (incluidos los ingresos de las actividades ordinarias y los gastos por transacciones con otros componentes de la misma entidad).
- (b) cuyos resultados de operación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento; y
- (c) sobre el cual se dispone de información financiera diferenciada.

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; sin embargo el Grupo registra operaciones en el negocio de gas, pero a la fecha el monto de las transacciones de esta línea de negocio no es representativo, por lo tanto no se considera como un segmento independiente.

4. Efectivo y equivalente de efectivo, neto

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Saldos en bancos (1)	\$ 540.548.020	\$ 440.745.084
Otro efectivo y equivalentes al efectivo	72.467.674	58.753.003
<i>Otro efectivo y equivalentes al efectivo (2)</i>	72.562.744	58.753.003
<i>Deterioro efectivo y equivalentes al efectivo(*)</i>	(95.070)	-
Depósitos a corto plazo (3)	29.000.000	64.500.000
Efectivo en caja	41.955	1.788
\$	642.057.649	\$ 563.999.875

(*) Corresponde a la aplicación de la implementación de la NIIF 9 calculando un deterioro en el efectivo y equivalente de efectivo por \$95.070

(1) El incremento en los bancos obedece principalmente a la realización de operaciones de securitización entre el Grupo y el Banco Santander para la cartera de energía de los mercados mayorista y no regulado.

El detalle equivalente en pesos por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente (Nota 30):

Detalle por Moneda	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Pesos Colombianos	\$ 640.323.673	\$ 563.748.650
Dólares Americanos	1.723.305	228.522
Euros	10.671	22.703
\$	642.057.649	\$ 563.999.875





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

Entidad Financiera	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
Fiduciaria Corficolombiana-Valor Plus I-Vía Perimetral (**)	\$	47.440.163	\$	47.539.934
Alianza Fiduciaria-Fondo Abierto Alianza		11.299.727		3.888.574
Corredores Asociados Interés		9.175.749		336.509
Credicorp Capital-Fonval		3.085.158		6.108.027
Corredores Asociados Interés Derivex		463.089		421.215
BBVA Fiduciaria- Fondo Efectivo Clase G		463.046		-
Valores Bancolombia –Renta liquidez		343.157		244.341
BBVA Fiduciaria País		185.047		40.847
Fiduciaria Corficolombiana- Confianza Plus		104.060		2.465
Fiduciaria Bogotá Sumar		3.548		171.091
	\$	72.562.744	\$	58.753.003

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

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

Al 31 de diciembre de 2018 el saldo corresponde a:

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

Al 31 de diciembre de 2017 el saldo corresponde a:

Banco	Monto	Tasa EA	Días	Inicio	Vencimiento	Concepto
Itaú	\$ 22.000.000	4.97%	78	27-oct-17	15-ene-18	Dividendos Accionistas
Sudameris	20.000.000	5,60%	90	17-oct-17	15-ene-18	Dividendos Accionistas
Av Villas	16.000.000	5.3%	86	16-nov-17	12-feb-18	Deuda, bonos
AV Villas	6.500.000	5,30%	90	16-nov-17	16-feb-18	Deuda, bonos
Total	\$ 64.500.000					

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo presenta efectivo restringido (Nota 34 – Mercado de derivados Energéticos).

5. Otros activos financieros, neto

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Otros activos (1)	\$ 74.381.226	\$ -	\$ 50.658.918	\$ -
CDT's	69.400.000	-	47.000.000	-
Otros Activos	4.981.226	-	3.658.918	-
Fideicomisos	9.215.309	-	8.358.731	-
Fideicomisos (2)	9.279.311	-	-	-
Deterioro fideicomisos (*)	(64.002)	-	-	-
Garantías mercados derivados energéticos	1.790.665	-	1.652.671	-
Instrumentos derivados de cobertura y no cobertura(3)	582.398	-	3.690.097	-
Inversiones financieras / sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (4)		1.923.594	-	3.266.532
	\$ 85.969.598	\$ 1.923.594	\$ 64.360.417	\$ 3.266.532

(*) Corresponde a la aplicación de la implementación de la NIIF 9 calculando un deterioro en fideicomisos por valor de \$64.002.

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

(1) Los otros activos financieros corrientes están compuestos:

(a) CDT's constituidos con los cuales la empresa busca mitigar su riesgo de liquidez así:

Al 31 de diciembre de 2018:

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

Al 31 de diciembre de 2017:

	Valor	Tasa EA	Plazo	Inicio	Vencimiento
Sudameris	\$ 20.000.000	5,60%	95	12/10/2017	15/01/2018
Itaú	14.000.000	5,13%	91	14/12/2017	14/03/2018
Itaú	7.500.000	5,20%	104	18/09/2017	02/01/2018
Itaú	5.500.000	5,13%	103	14/12/2017	27/03/2018
	\$ 47.000.000				

Al 31 de diciembre de 2018 se encuentra principalmente el embargo proferido por el Municipio de Guachené, con fundamento en la Resolución No. 028 de 2018 o en la No. 059 del 13 de junio de 2018, por presuntas deudas fiscales sobre las siguientes cuentas corrientes bancarias donde fue ejecutado el embargo por \$4.011.445

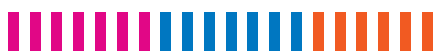
Embargo	Proceso	Banco	Valor depósito judicial
Municipio de Guachené	Resolución 0115	Davivienda	\$ 3.500.000
Municipio de Guachené	Resolución 0115	Fiduciaria Occidente	288.108
Municipio de Guachené	Resolución 0115	Corpbanca	153.451
Municipio de Guachené	Resolución 079	BBVA	51.791
Municipio de Guachené	Resolución 0115	Banco Bogotá	18.096

(2) Al 31 de diciembre de 2018 el saldo de los fideicomisos corresponde a:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Fideicomisos Embalse Tominé (a)	\$ 4.666.480	\$ 4.750.516
Fideicomisos Proyecto Quimbo (b)	2.575.646	2.496.986
Fideicomisos Embalse Muña (a)	1.436.831	1.111.229
Fideicomisos Zomac (c)	600.354	-
	\$ 9.279.311	\$ 8.358.731

a) El saldo al 31 de diciembre de 2018 corresponde principalmente a los fideicomisos con BBVA así: Embalse de Tominé Fiduciaria fideicomiso No 31636 por \$3.300.954 y fideicomiso No 31555 por \$1.365.526, destinados para la administración, operación, mantenimiento y mejoramiento del Embalse de conformidad con la Resolución No 0776 de 2008 por la cual el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial aprobó el Plan de Manejo Ambiental y con Embalse de Muña Fiduciaria Fideicomiso No. 31683 por \$ 1.145.167 destinados para dar cumplimiento al fallo del Consejo de Estado dentro de la acción popular radicada con el No. 479-2001, así como cumplir con las obligaciones estipuladas en las Resoluciones 506 de 2005, 1318 de 2007 y 2000 de 2010 expedidas por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca – CAR–y Fiduciaria Fideicomiso No 32374 por \$ 291.664 destinado para dar cumplimiento a la resolución No. 1153 de 17 de junio de 2015 para la elaboración del Plan de Manejo Ambiental del embalse del Muña.

b) El fideicomiso proyecto Quimbo se constituyó con Corficolombiana para atender compromisos derivados de la construcción de la central hidroeléctrica El Quimbo.





c) El fideicomiso Zomac se constituyó a partir de la aprobación de la Agencia de Renovación del Territorio ART de vinculación del pago del impuesto sobre la renta y complementario para el periodo gravable 2017 a un proyecto de inversión en las zonas afectadas por el conflicto armado – ZOMAC la cual tiene como propósito la administración de los recursos, al 31 de diciembre de 2018 el saldo es de \$600.354.

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

(3) El Grupo al 31 de diciembre de 2018 tiene constituido un (1) derivado con valoración activa que corresponde a un forward con BNP PARIBAS para cubrir la exposición Costo Equivalente Real en Energía (CERE), se detalla a continuación:

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

Por otro lado a 31 de diciembre de 2017 tenía constituido tres (3) derivados con valoración activa así: (1) Swap con el Banco del crédito del Perú (BCP), (1) forward con el Banco Itaú y (1) forward con el BBVA, todos estos para cubrir respectivamente la obligación contraída de deuda con el BCP, la exposición Costo Equivalente Real en Energía (CERE) y la póliza anual de todo riesgo daños materiales, se detallan a continuación:

Derivado	Subyacente	Factor de Riesgo	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	MTM
SWAP	Cobertura Deuda equiv. 34,8 MUSD	Tipo de cambio	100.000.000	USD	2.871,25	\$ 3.547.209
FORWARD	Cobertura Exposición CERE diciembre	Tipo de cambio	8.008.308	USD	2.966,04	48.492
FORWARD	Pago póliza seguros todo riesgo	Tipo de cambio	17.579.754	USD	2.974,17	94.396
Total valoración			125.588.062			\$ 3.690.097

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

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Acciones Ordinarias	% Participación	Valor 31/12/18	Valor 31/12/17
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	109.353.394	0,22%	\$ 1.923.594	\$ 3.266.532

Al 31 de diciembre de 2018, se refleja una disminución originada en la inversión en Electricaribe S.A E.S.P. como resultado de la valoración calculada a valor razonable con base en la participación del Grupo en el patrimonio de Electricaribe, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte; este instrumento de patrimonio se clasifica como medido a valor razonable con cambios en otros resultados integrales, por \$1.342.940, esta Compañía fue intervenida por el Estado Colombiano.

6. Otros activos no financieros, neto

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	\$ 12.288.840	\$ -	\$ 11.852.022	\$ -
Otros deudores (2)	6.188.501	718.488	8.540.321	570.049
Otros deudores	10.303.493	-	-	-
Deterioro otros deudores	(4.114.992)	-	-	-
Gastos pagados por anticipado	-	-	-	-
Beneficios a empleados por préstamos(3)	550.258	6.893.325	555.621	6.843.249
Cuentas por cobrar aseguradoras	-	-	25.803	-
Gastos pagados por anticipado	35.141	-	17.127	-
	\$ 19.062.740	\$ 7.611.813	\$ 21.990.894	\$ 7.413.298

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

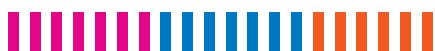
Dentro del saldo de los anticipos se encuentra principalmente las garantías entregadas a XM para las negociaciones en las operaciones de energía por \$5.807.808.

A continuación el detalle de los anticipos a cierre de diciembre de 2018:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Depósitos en garantía XM	\$ 5.807.808	\$ 4.589.779
T.M.E. S.P.A. Termomecánica Ecología	3.402.708	2.057.138
Procesos y Diseños Energéticos S.A.	750.154	–
Rainpower Norge AS	603.304	–
Mosquera Casas Cristian	254.221	254.221
Cass Constructores S.A.S	248.396	248.396
Solarte Nacional de Construcciones	248.396	248.396
Pegasus Blending International SAS	151.364	225.819
Fondo Nacional Ambiental – Fonam	81.540	81.540
Cofical Renk Mancais Do Brasil Ltda	80.404	–
American Express	51.311	–
Gallagher Consulting Ltda	45.231	45.231
Empresas Municipales de Cartago E.S.P	45.167	45.167
Schneider Electric Systems Colombia	29.015	29.015
Empresa de Energía de Pereira	22.478	22.478
Huertas Amador Jhon Jairo	8.023	–
Empresa Municipal De Energía	3.290	3.290
Establecimiento Publico Ambiental	3.063	–
Urrego Gonzalez José Nemesio	2.804	2.804
Agencia de Aduanas DHL Global Forwa	2.531	–
Colmedica Medicina Prepagada S A	2.335	2.335
Andrade Silva Jesus Antonio – Notar	2.000	2.000
Cardique–Corporación Autónoma Regional	1.574	1.574
BBVA Fiduciaria	–	2.802.441
Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales	–	1.006.909
Vansolix S.A.	–	197.547
Centrales Eléctricas del Norte	–	143.678
Banco AV Villas	–	54.696
Claudia Zamorano C & Cia Ltda	–	28.247
Central Hidroeléctrica de Caldas	–	15.640
Centrales Eléctricas	–	11.162
Electrificadora del Huila S.A. E.S	–	4.907
Empresa de Energía del bajo Putumayo S.A.	–	2.908
Colombia Telecomunicaciones S.A. E.	–	1.649
Agencia De Aduanas Suppla S.A.S.	–	25
Diferencia En Cambio No Realizada	441.723	(276.970)
	\$ 12.288.840	\$ 11.852.022

(1) Al 31 de diciembre de 2018 los otros deudores están compuestos principalmente por la cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por el Grupo, 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 \$6.036.166.

El deterioro de otros deudores corresponde a la aplicación de la implementación de la NIIF 9 bajo el modelo colectivo, evaluación general por \$4.114.992.





(2) 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.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cuentas comerciales, bruto (1)	\$ 153.160.865	\$ 43.242.362	\$ 301.265.204	\$ -
Otras cuentas por cobrar, bruto (2)	3.363.603	17.111.252	3.563.672	13.758.291
Cartera Compensaciones Térmicas (3)	2.366.301	-	17.799.328	3.905.284
Cartera financiada comercial, bruto (4)	934.239	57.304.698	56.681.996	2.491.233
Cartera financiada empleados retirados, bruto	284.740	-	313.423	-
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	\$ 160.109.748	\$ 117.658.312	\$ 379.623.623	\$ 20.154.808
Provisión de deterioro cuentas comerciales (5)	(6.068.053)	(43.242.362)	(45.765.100)	-
Provisión de deterioro otras cuentas por cobrar	(50.216)	(132.247)	(2.456.053)	-
Provisión de deterioro cartera financiada comercial (5)	(934.239)	(57.304.698)	(56.681.996)	(2.491.233)
Provisión de deterioro cartera financiada empleado retirados	(2.114)	-	(75.755)	-
Total provisión por deterioro	(\$ 7.054.622)	(\$ 100.679.307)	(\$ 104.978.904)	(\$ 2.491.233)
Cuentas comerciales, neto	147.092.812	-	255.500.104	-
Otras cuentas por cobrar, neto	3.313.387	16.979.005	1.107.619	13.758.291
Cartera Compensaciones Térmicas	2.366.301	-	17.799.328	3.905.284
Cartera financiada comercial, neto	-	-	-	-
Cartera financiada empleados retirados, neto	282.626	-	237.668	-
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 153.055.126	\$ 16.979.005	\$ 274.644.719	\$ 17.663.575

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

	Cartera vigente	Cartera vencida			Total cartera corriente
		1-180 días	181-210 días	>360 días	
Cuentas comerciales, bruto	\$ 149.843.691	\$ -	\$ 833.932	\$ 2.483.242	\$ 153.160.865
- Grandes clientes	79.643.986	-	-	-	79.643.986
- Clientes institucionales	14.237.031	-	-	-	14.237.031
- Otros.	55.962.674	-	833.932	2.483.242	59.279.848
- Provisión deterioro	(2.750.879)	-	(833.932)	(2.483.242)	(6.068.053)
Cuentas Comerciales, neto	\$ 147.092.812	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 147.092.812

Al 31 de diciembre de 2017, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

	Cartera Vigente	Cartera Vencida		Total Cartera Corriente
		1-180 días	>360 días	
Cuentas comerciales, bruto	\$ 255.469.038	\$ 57.402	\$ 45.738.764	\$ 301.265.204
- Grandes clientes	247.136.772	57.402	45.738.764	292.932.938
- Clientes institucionales	8.059.523	-	-	8.059.523
- Otros	272.743	-	-	272.743
- Provisión deterioro	-	(26.336)	(45.738.764)	(45.765.100)
Cuentas Comerciales y Cartera Financiada, neto	\$ 255.469.038	\$ 31.066	\$ -	\$ 255.500.104

(1) La variación de la cartera comercial corresponde principalmente a:

Al 31 de diciembre de 2018, la cartera de cuentas comerciales presenta una variación de \$148.104.339, que corresponde principalmente a:

- (a) La variación de \$91.412.255 se genera principalmente porque el Grupo transfirió cartera de energía, a través de un acuerdo de venta de cuentas por cobrar sin recurso suscrito en octubre de 2018 con el Banco Santander S.A. de España (en adelante “el Banco”), el Grupo ha retenido el control sobre una porción de los activos financieros objeto del contrato, que se reconoce en el estado de situación financiera como una “implicación continuada”. Las principales características de esta operación son las siguientes:
- » Naturaleza de los activos transferidos: Cuentas por cobrar por la venta de energía de clientes del mercado mayorista y del mercado no regulado designados como elegibles por el banco;
 - » Naturaleza de los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo: El Grupo ha sido delegado como gestor de cobro por el Banco y por lo tanto está obligada a transferir los activos producto de los importes recaudados. El beneficio inherente a la propiedad del activo es el derecho al recaudo de los flujos de caja que provienen de estas cuentas por cobrar y el riesgo asociado es el impago de las mismas. El Grupo transfiere al banco los riesgos y recompensas del 95% de los saldos y retiene el control del 5% que cubre los posibles ajustes de la cuenta por cobrar en la facturación real. El Grupo no puede enajenar a otro tercero las cuentas por cobrar cedidas al banco y tiene la obligación de transferir al banco los recaudos que efectúe como gestor de cobro.
 - » Descripción de la naturaleza de la relación entre los activos transferidos y los pasivos asociados: En relación con la porción que continua bajo el control del Grupo se configura una “implicación continuada” por lo cual se da de baja el activo en la parte cedida al banco (95%) y se reconoce un activo financiero y un pasivo financiero por \$6.421.487 (Ver nota 12).
 - » Precio: El Banco pagará el precio de compra sobre el 95% del valor nominal de la cartera elegida aplicando una tasa de descuento;

Los montos de las operaciones realizadas entre octubre y diciembre de 2018, son los siguientes:

Detalle Implicación continuada	Saldos a 31 de diciembre de 2018
Valor en libros total de las cuentas por cobrar antes de la transferencia	122.008.249
Valor en libros total de los activos que el Grupo continúa reconociendo	6.421.487
Valor en libros de los pasivos asociados	(6.421.487)

- (b) Disminución por recaudo de cartera del mercado mayorista por \$23.628.917.

- (c) Aumento de contratos para el mercado no regulado y otros clientes por \$4.311.067.

- (d) Reclasificación del rubro de cartera del mercado mayorista del corto a largo plazo de Electricaribe por \$43.242.362.

- (2) Dentro del saldo de las otras cuentas por cobrar no corrientes al 31 de diciembre de 2018, se encuentra principalmente préstamos de vivienda a empleados por \$11.192.894; saldo a favor generado en la declaración de renta 2003 por \$5.549.220, el cual fue solicitado a la DIAN. Este saldo a favor se encuentra en discusión con la DIAN mediante proceso de fiscalización del impuesto, el cuál fue llevado a la vía judicial. El 27 de julio de 2017 el Tribunal Administrativo del Huila emitió fallo de primera instancia acogiendo los argumentos de la DIAN considerando que ciertos ingresos del Grupo, tales como ajustes por inflación y el resultado no operacional, no califican en la exención de la Ley Páez por no estar relacionadas con la actividad de generación eléctrica. El fallo no planteó un sustento jurídico de fondo y tampoco se pronunció sobre varios argumentos de defensa presentados por el Grupo. Del mismo modo, el Tribunal confirmó sanción de inexactitud sin analizar diferencia de criterios ni definir el hecho sancionable.

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



- (3) El 27 de octubre de 2015, la Comisión Reguladora de Energía y Gas, CREG, emitió la Resolución 178 “Por la cual establece las medidas para garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica ante la ocurrencia de situaciones extraordinarias que lo ponen en riesgo”, esta Resolución busca recuperar una parte del costo no cubierto por el precio de escasez en las plantas generadoras de energía térmica que operen con combustible líquido, con el fin de asegurar su operación durante la condición crítica, el Grupo como generador y operando con la Central Cartagena bajo estas condiciones, desde el 4 de noviembre del 2015 manifiesta a este ente regulador acogerse a la opción contemplada en la resolución. La cartera por compensaciones térmicas a 31 de diciembre de 2018 se presenta como cartera corriente por \$2.366.301 y su variación corresponde a la amortización reconocida por XM Compañía de Expertos en Mercados S.A E.S.P en el informe mensual de ventas.
- (4) Al 31 de diciembre de 2018 el valor corresponde principalmente la cartera financiada comercial de los contratos de suministro de Energía No.EDCC-111-2012 y EDCC-154-201 y al otro sí número EDCC-136-2013/EM-13-213, celebrado con el cliente del mercado mayorista Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P, que por dificultades internas de flujo de caja se acuerda ampliar el pago de la facturas al primer día del tercer mes inmediatamente siguiente al mes del consumo, es así que el Grupo clasifica esta cartera como cartera financiada a largo plazo por \$55.747.757. Adicionalmente, el 3 de junio de 2017 se firma el acuerdo de acreedores entre Termocandelaria y sus acreedores, en el cual el Grupo, actúa como operador de las transacciones en bolsa, mediante la representación de XM, en el cual se fijaron los términos y condiciones bajo las cuales Termocandelaria, dará cumplimiento a las obligaciones a su cargo; al finalizar el periodo, la cartera tiene un saldo corriente por \$934.239 y no corriente por \$1.556.941.
- (5) A partir del 1 de enero de 2018 con la entrada en vigencia de la NIIF 9, se calcula la pérdida crediticia esperada reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se dé algún evento que indique el deterioro del activo financiero.

En la implementación se adoptaron dos modelos definidos por el grupo:

- » Modelo simplificado individual
- » Modelo general colectivo

(Ver nota 3.1. Cambios en políticas y nota 3.2.7 (b) política de deterioro de activos financieros)

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

Concepto	Deterioro bajo NIIF 9 al 31 de diciembre de 2018	Deterioro bajo NIC 39 al 31 de diciembre de 2017
Provisión de deterioro cuentas comerciales	\$ –	\$ 104.938.329
Modelo Simplificado Individual	107.549.352	–
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar	–	2.531.808
Modelo General Colectivo	4.458.641	–
Total	\$ 112.007.993	\$ 107.470.137

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

Garantías otorgadas por los deudores:

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

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

8. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	Relación	País de Origen	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
				Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Codensa S.A. E.S.P. (1)	Vinculado	Colombia	Prestamos por cobrar a empresas del grupo	\$ 81.276.572	\$ -	\$ -	\$ -
Codensa S.A. E.S.P. (2)	Vinculado	Colombia	Venta de energía	53.699.255	-	-	-
Codensa S.A. E.S.P. (3)	Vinculado	Colombia	Otros servicios	133.796	-	1.601.676	-
Enel Green Power Colombia S.A. E.S.P. (4)	Vinculado	Colombia	Servicios de administración	109.609	-	315.704	-
Enel S.P.A. (5)	Vinculado	Italia	Otros servicios	73.002	-	-	-
Enel Chile S.A. (6)	Vinculado	Chile	Otros servicios	24.176	-	24.176	-
Endesa Energía S.A.	Vinculado	España	Otros servicios	-	-	2.204	-
Energía Nueva Energía Limpia México	Vinculado	México	Otros servicios	-	-	51.215	-
Total				\$ 135.316.410	\$ -	\$ 1.994.975	\$ -

- (1) Corresponde al crédito intercompañía por \$81.000.000 desembolsado en diciembre de 2018 e intereses de \$276.572 con vencimiento el 11 de febrero de 2019 a una tasa efectiva de 6.93%.
- (2) Corresponde a la cartera producto de la venta de energía generando un aumento a 31 de diciembre de 2018, puesto que esta cartera no fue negociada en la operación de factoring.
- (3) Corresponde principalmente a la provisión por servicio de operación de la de Subestaciones de Codensa en plantas del Grupo por \$89.250 y servidumbre línea Nueva Esperanza predio Muña por \$44.047.
- (4) Corresponde a facturación del contrato por prestación de servicios de asistencia en la gestión y operación de los procesos de administración y gestión entre Enel Green Power Colombia S.A. E.S.P. y el Grupo de octubre, noviembre y diciembre de 2018.
- (5) Corresponde a la provisión por los costos del personal expatriado en Italia.
- (6) Corresponde a la factura por los costos del personal expatriado en Chile.

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Relación	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
				Corriente		Corriente	
Grupo Energía de Bogotá S. A. E.S.P. (*) (1)	Colombia	Accionista	Dividendos	\$ 79.481.152	\$	67.076.920	
Grupo Energía de Bogotá S. A. E.S.P. (2)	Colombia	Accionista	Otros servicios	40.460		-	
Enel Américas S.A. (3)	Chile	Vinculado	Dividendos	74.803.250		63.129.075	
Codensa S.A. E.S.P. (4)	Colombia	Vinculado	Compra de energía	11.311.486		11.253.832	
Codensa S.A. E.S.P. (4)	Colombia	Vinculado	Otros servicios	406.296		892.078	
Enel Produzione Spa (5)	Italia	Vinculado	Estudios y proyectos	7.565.834		4.645.192	
Enel Produzione Spa (6)	Italia	Vinculado	Otros servicios	762.389		220.623	
Enel Generación Chile S.A. (7)	Chile	Vinculado	Otros servicios	3.092.515		-	
Enel Generación Chile S.A. (6)	Chile	Vinculado	Otros servicios	572.093		1.457.107	
Enel Italia Srl (8)	Italia	Vinculado	Estudios y proyectos	2.914.885		5.613.784	
Enel Italia Srl (9)	Italia	Vinculado	Otros servicios	463.400		-	
Enel Italia Srl (6)	Italia	Vinculado	Otros servicios	52.707		-	
Enel Green Power SPA (9)	Italia	Vinculado	Otros servicios	2.588.922		238.361	
Cesi SPA (10)	Italia	Vinculado	Otros servicios	1.113.248		-	
Enel Green Power Brasil Participações (6)	Brasil	Vinculado	Otros servicios	745.735		362.575	
C.G. Term. Fortaleza (6)	Brasil	Vinculado	Otros servicios	740.797		382.754	
Enel Iberoamérica SRL (6)	España	Vinculado	Otros servicios	739.059		623.804	
Enel Green Power Colombia S.A.S. (11)	Colombia	Vinculado	Compra de energía	525.231		-	
Enel Green Power Colombia S.A.S. (12)	Colombia	Vinculado	Otros servicios	1.717		-	
Enel SPA (6)	Italia	Vinculado	Otros servicios	432.419		405.063	
Enel Global Trading SPA (9)(**)	Italia	Vinculado	Otros servicios	308.000		-	
Enel Global Trading SPA (6)	Italia	Vinculado	Otros servicios	126.668		319.320	
Enel GI Th Generation SRL (6)	Italia	Vinculado	Otros servicios	289.369		-	
Enel GI Th Generation SRL (9)	Italia	Vinculado	Otros servicios	200.686		-	
Enel Fortuna S.A. (6)	Panamá	Vinculado	Otros servicios	172.259		171.834	
Total				\$ 189.450.577	\$	156.792.322	

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

(**) Enel Trading SPA antes Enel Trade





- (1) Corresponde a los dividendos decretados al Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P.
- (2) Corresponde a las facturas por servicio de conexión entre el Grupo Energía de Bogotá de la subestación Tesalia (Quimbo) de octubre a diciembre de 2018.
- (3) Corresponde a los dividendos decretados a Enel Américas S.A.
- (4) El saldo incluye los estimados de peajes, Sistema de Transmisión Regional (STR), Sistema de Distribución Local (SDL) y facturación energía. Corresponde a cobros por obras servicios Codensa por \$273.347, cuenta por pagar por conceptos de nómina y acreencias laborales por \$124.891 y servicios de Club El Rancho de los trabajadores Chávez Saenz por \$8.058.
- (5) Corresponde a los servicios de Ingeniería para los proyectos BEPP (Best Enviromental Practice Project) y Life Extension de la central Termozipa por \$4.920.255 y al contrato E&C Services Italia 1Q 2018 Services Engineering por \$2.645.579.
- (6) Corresponde a la cuenta por pagar de los costos del personal expatriado de España, Italia, Brasil, Chile y Panamá en Colombia.
- (7) Corresponde a los servicios de ingeniería para las plantas generadoras de energía – Termozipa proyecto adaptación medioambiental y extensión de la vida útil.
- (8) Corresponde a los servicios Cloud por \$1.521.287, Cyber Security por \$816.953 y Digital Enable por \$576.645 según contrato DCO y Cyber Security correspondiente a Global Digital Solution.
- (9) Corresponde a la provisión por Generación Management fee y Technical Fee.
- (10) Corresponde a los servicios de Ingeniería según contrato marco para los embalses Muña y central Paraíso
- (11) Corresponde a compra de energía para el periodo de diciembre de 2018.
- (12) Corresponde a los cobros originados por traslados de empleados.

Transacciones con vinculados económicos efectos correspondientes a resultados:

Ingresos/ Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Codensa S.A. E.S.P.	Venta de Energía	\$ 752.923.600	\$ 790.584.601
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Otros servicios	362.399	206.474
Codensa S.A. ESP	Ingresos Financieros	297.791	-
Enel S.P.A.	Otros servicios	73.002	-
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	19.214	-
Enel Produzione S.P.A.	Diferencia en cambio	17.533	-
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en cambio	9.500	-
Enel Global Trading SPA	Diferencia en cambio	8.003	-
Cesi SPA	Diferencia en cambio	1.185	-
Grupo Energía de Bogotá S. A. E.S.P.	Servicios de Operación	-	577.755
Energía Nueva Energía Limpia México	Otros Servicios	-	36.900
Energía Nueva Energía Limpia México	Diferencia en cambio	-	176
Enel Iberoamérica SRL	Diferencia en cambio	-	5.375
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	2.016
		\$ 753.712.227	\$ 791.413.297

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

Costos y gastos/Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Codensa S.A. E.S.P.	Transporte de energía	\$ 138.382.874	\$ 133.552.134
Enel Italia SRL	Otros servicios	2.409.238	2.210.114
Enel Green Power SPA	Otros Servicios	2.350.561	238.361
Fundacion Enel	Donaciones	1.126.699	784.000
Enel Produzione S.P.A.	Otros Servicios	993.438	976.137
Enel S.P.A.	Otros Servicios	840.878	345.373
Enel Global Trading SPA	Otros Servicios	543.977	601.832
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Otros servicios	525.231	-
Enel GI Th Generation SRL	Otros Servicios	490.055	-
Codensa S.A. E.S.P.	Otros Servicios	473.745	597.999
Enel Fortuna S.A.	Otros Servicios	360.683	171.834
C.G. Term. Fortaleza	Otros Servicios	358.044	382.754
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	157.970	-
Enel Iberoamérica SRL	Otros Servicios	115.256	437.537
Enel Produzione SPA	Diferencia en cambio	36.529	87.091
Cesi SPA	Diferencia en cambio	35.949	-
Enel Italia SRL	Diferencia en cambio	27.818	119.868
Energía Nueva Energía Limpia México	Otros Servicios	843	-
Energía Nueva Energía Limpia México	Diferencia en cambio	842	-
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	52	-
Enel SPA	Diferencia en cambio	-	9.618
		\$ 149.230.682	\$ 140.514.652

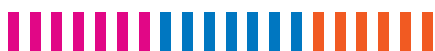
Junta Directiva y personal clave de la Gerencia

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 2018 fue elegida por la Asamblea General de Accionistas en sesión ordinaria llevada a cabo el 20 de marzo de 2018. En el Grupo 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, quién puede ser miembro o no de la Junta. La designación del Presidente se aprobó por la Junta Directiva en sesión del 26 de mayo de 2015. La designación del Secretario se aprobó en la sesión del 24 de abril de 2018.

Conforme a lo establecido en el Artículo 55 de los estatutos sociales, es función de la Asamblea General de Accionistas fijar la remuneración de los miembros de la Junta Directiva. La remuneración vigente al 31 de diciembre de 2018, según aprobación de la Asamblea de Accionistas en sesión ordinaria del 20 de marzo de 2018 es de USD\$1.000, después de impuestos, por asistencia a cada sesión de la Junta Directiva.





De acuerdo con el acta de Asamblea General de Accionistas número 99 celebrada el 20 de marzo de 2018, se aprobó la siguiente 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	Michele Di Murro
Cuarto	Astrid Álvarez Hernández	Alvaro Villasante Losada
Quinto	Diana Margarita Vivas Munar	Camila Merizalde Arico
Sexto	Luis Fernando Alarcón Mantilla	Rodrigo Galarza Naranjo
Séptimo	Luisa Fernanda Lafaurie	Maria Paula Camacho

Los honorarios pagados a la Junta Directiva:

Tercero	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Vargas Lleras José Antonio	\$ 47.921	\$ 34.060
Alarcón Mantilla Luis Fernando	40.588	16.717
Rubio Díaz Lucio	37.414	40.110
Lafaurie Luisa Fernanda	37.414	30.117
Vivas Munar Diana Margarita	34.155	30.281
Caldas Rico Andrés	33.907	-
Álvarez Hernández Gloria Astrid	19.875	33.482
Villasante Losada Alvaro	17.539	-
Merizalde Arico Camila	16.227	6.793
Galarza Naranjo Rodrigo	6.579	13.564
Di Murro Michele	3.633	-
Jiménez Rodríguez Diana Marcela	3.507	-
Riga Bruno	-	40.110
López Valderrama Andres	-	10.159
Caprini Daniele	-	6.767
Herrera Lozano José Alejandro	-	6.672
Araujo Castro María Consuelo	-	6.589
Romero Raad Richard Ernesto	-	3.405
Gomez Navarro Sergio Andrés	-	3.322
Total general	\$ 298.759	\$ 282.148

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 2018 fue elegida por la Asamblea General de Accionistas en sus sesiones Nos. 10 y 12 llevadas a cabo los días 24 de marzo de 2015 y 27 de marzo de 2017.

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

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

La composición de la Junta Directiva a 31 de diciembre de 2018, es como sigue:

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Marcelo Falcucci	Fernando Gutiérrez Medina
Segundo	Leonardo López Vergara	Alba Lucia Salcedo Rueda
Tercero	Juan Manuel Pardo	Luis Fernando Salamanca

Personal clave de la Gerencia

A continuación se relaciona el personal clave de la Gerencia:

Nombre	Cargo	Periodo
Lucio Rubio Díaz	Director General Colombia	enero – diciembre
Bruno Riga	Gerente General Emgesa	enero–diciembre
Daniele Caprini	Gerente de Administración, Finanzas y Control	enero – marzo
Michelle Di Murro	Gerente de Administración, Finanzas y Control	abril–diciembre

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia de 1 de enero al 31 de diciembre de 2018 ascienden a \$3.140.131.

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Remuneraciones	\$ 1.915.567	\$ 2.217.229
Beneficios a largo plazo	831.279	699.800
Beneficios a corto plazo	393.285	946.231
	\$ 3.140.131	\$ 3.863.260

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 2018 el Grupo no cuenta con beneficios de pagos basados en acciones al personal clave de la Gerencia ni ha constituido garantías a favor de los mismos.

Al 31 de diciembre de 2018 no hay pagos de indemnizaciones por terminación de contrato.

9. Inventarios, neto

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Carbón (1)	\$ 22.183.861	\$ 29.126.657
Fuel Oil (2)	29.957.788	11.002.086
Elementos y accesorios de energía, neto (3)	13.410.177	10.633.014
Total Inventarios	\$ 65.551.826	\$ 50.761.757

(1) Carbón (Central Termozipa): A 31 de diciembre de 2018 el inventario de carbón, presenta una disminución asociado a la generación térmica respecto a 2017, principalmente en diciembre, para atender la demanda eléctrica ante presencia del Fenómeno de El Niño.





(2) Fuel Oil (Central Cartagena): El incremento del inventario corresponde a mayores volúmenes de compra en el 2018, principalmente en marzo y diciembre, necesarios para atender los despachos de generación de seguridad del Sistema Interconectado Nacional, que durante el año tuvieron mayor recurrencia que en el 2017, debido a situaciones de emergencia por orden público, a restricciones eléctricas, mantenimientos programados y no programados de la red local del Caribe y del sistema de transmisión nacional hacia la costa (500 kWh).

El valor de los inventarios reconocido como gasto durante el periodo corresponde a los consumos para la generación de energía (Ver nota 21)

(3) Los elementos y accesorios están compuestos:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de Diciembre de 2017
Repuestos y materiales (a)	\$ 13.807.851	\$ 10.788.122
Provisión de Materiales (b)	(397.674)	(155.108)
Total elementos y accesorios de energía, neto	\$ 13.410.177	\$ 10.633.014

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

(b) Al cierre de diciembre de 2018, se presenta utilización de provisión de obsolescencia por \$124.911 correspondiente a materiales de las centrales hidroeléctricas (Betania y Darío Valencia). Se realiza dotación de provisión registrada en el gasto del Grupo por \$367.477 correspondiente a: centrales hidroeléctricas Charquito y Darío Valencia \$245.839; centrales térmicas Cartagena y Termozipa \$121.638. El valor de la provisión por obsolescencia es reconocido en los otros gastos fijos de explotación

10. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Derechos (1)	\$ 43.820.713	\$ 46.304.834
Costos de desarrollo	2.412.498	3.406.634
Licencias	6.641.500	9.207.658
Programas informáticos (2)	20.945.478	9.262.531
Otros activos intangibles identificables	5.971.003	6.149.418
Construcciones y avances de obras	5.215.185	5.266.910
Otros recursos intangibles	755.818	882.508
Activos intangibles, neto	\$ 79.791.192	\$ 74.331.075
Costo		
Derechos (1)	83.322.027	83.322.027
Costos de desarrollo	5.335.542	5.335.542
Licencias	20.699.883	20.699.883
Programas Informáticos (2)	36.423.292	21.189.390
Otros Activos Intangibles Identificables	9.968.712	10.020.437
Construcciones y avances de obras	5.215.185	5.266.910
Otros recursos intangibles	4.753.527	4.753.527
Activos intangibles, bruto	\$ 155.749.456	\$ 140.567.279
Amortización		
Derechos (1)	\$ (39.501.314)	\$ (37.017.193)
Costos de desarrollo	(2.923.044)	(1.928.908)
Licencias	(14.058.383)	(11.492.225)
Programas Informáticos (2)	(15.477.814)	(11.926.859)
Otros Activos Intangibles Identificables	(3.997.709)	(3.871.019)
Amortización acumulada de activos intangibles	\$ (75.958.264)	\$ (66.236.204)

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

(1) Dentro de los derechos se presenta como intangible las erogaciones para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil, proveniente de los proyectos Chingaza y Rio Blanco para producción de la Central Pagua, la amortización se reconoce por el método de línea recta en un período de 50 años. La amortización del periodo corresponde a \$1.306.549.

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

(2) El incremento en el 2018 corresponde a software asociados a los proyectos: Cybersecurity \$4.788.954, Bidding Strategy Development \$1.508.944, E4E Post go olive \$ 926.508, proyecto Veliq Bolsa Billing \$674.737, proyecto Metering Improvement analisis Solution \$432.806; proyecto Etapro Tz \$408.888; proyecto facturación electrónica \$424.619, Project Governance ANS \$620.294, proyecto "System in the generation plants" \$678.734, proyecto Ludycommerce \$249.436, otros sistemas corporativos y comerciales \$ 4.519.982. La amortización del periodo 2018 corresponde a (\$3.550.955).

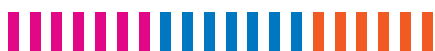
La composición y movimientos del activo intangible es la siguiente:

	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos			Otros Activos Intangibles Identificables			Activos Intangibles
	Costos de Desarrollo	Derechos	Licencias	Programas Informáticos	Construcciones y avances de obras	Otros recursos intangibles	
Saldo inicial 31/Dic/16	\$ 33.695.031	\$ 48.788.954	\$ 11.904.716	\$ 825.714	\$ 4.405.324	\$ 1.296.562	\$ 100.916.301
Movimientos en activos intangibles 2017							
Adiciones	-	-	-	551.411	9.288.386	-	9.839.797
Traspasos	-	-	-	8.426.800	(8.426.800)	-	-
Retiros	(29.220.023)	-	-	-	-	-	(29.220.023)
Amortización	(1.068.374)	(2.484.120)	(2.697.058)	(541.394)	-	(414.054)	(7.205.000)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(30.288.397)	(2.484.120)	(2.697.058)	8.436.817	861.586	(414.054)	(26.585.226)
Saldo final 31/Dic/17	\$ 3.406.634	\$ 46.304.834	\$ 9.207.658	\$ 9.262.531	\$ 5.266.910	\$ 882.508	\$ 74.331.075
Movimientos en activos intangibles 2018							
Adiciones (*)	-	-	-	-	15.182.177	-	15.182.177
Traspasos	-	-	-	15.233.902	(15.233.902)	-	-
Retiros	-	-	-	-	-	-	-
Amortización	(994.136)	(2.484.121)	(2.566.158)	(3.550.955)	-	(126.690)	(9.722.060)
Total movimientos en activos intangibles	(994.136)	(2.484.121)	(2.566.158)	11.682.947	(51.725)	(126.690)	5.563.567
Saldo final 31/Dic/18	\$ 2.412.498	\$ 43.820.713	\$ 6.641.500	\$ 20.945.478	\$ 5.215.185	\$ 755.818	\$ 79.791.192

(*) Al cierre de diciembre de 2018 se presenta un incremento de \$15.182.177, correspondiente a: software Cybersecurity \$4.788.954 (protección de datos y lógica de la gestión de la información), Bidding Strategy Development \$1.152.924, (desarrollo para procesos de licitación mercado colombiano), E4E Post go live \$1.193.566, (integración de negocio grupo Enel, sistema financiero y contable), proyecto " System in the generation plants" \$678.734, (soluciones plantas de generación), proyecto Veliq Bolsa Billing \$632.918, proyecto Allegro \$505.167, proyecto Metering Improvement analisis Solution \$432.806 (aseguramiento lectura medidores), proyecto facturación electrónica \$424.619, proyecto Etapro Tz \$408.888 (monitoreo tasa de calor plantas), project Governance ANS \$352.658, proyecto Ludycommerce \$249.436, otros sistemas corporativos y comerciales de proyectos ICT , renovables y trading \$ 4.361.507.

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

Al 31 de diciembre de 2018, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.





11. Propiedades, planta y equipo, neto

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Plantas y equipos	\$ 7.401.427.277	\$ 7.412.389.799
<i>Plantas de generación hidroeléctrica</i>	6.864.184.366	6.909.746.475
<i>Plantas de generación termoeléctrica</i>	537.242.911	502.643.324
Construcción en curso (1)	306.625.962	204.451.802
Terrenos	268.904.705	268.950.793
Edificios	48.635.465	42.607.220
Instalaciones fijas y otras	13.811.601	15.265.775
<i>Instalaciones fijas y accesorios</i>	5.687.807	6.611.659
<i>Otros instalaciones</i>	8.123.794	8.654.116
Arrendamientos financieros (2)	4.085.524	5.416.218
Propiedades, plantas y equipos, neto	\$ 8.043.490.534	\$ 7.949.081.607
Costo		
Plantas y equipos	10.641.568.883	10.466.449.156
<i>Plantas de generación hidroeléctrica</i>	9.737.522.997	9.637.395.064
<i>Plantas de generación termoeléctrica</i>	904.045.886	829.054.092
Construcción en curso	306.625.962	204.451.802
Terrenos	268.904.705	268.950.793
Edificios	83.539.617	75.886.663
Instalaciones fijas y otras	74.574.032	73.124.413
<i>Instalaciones fijas y accesorios</i>	30.952.492	31.227.127
<i>Otros instalaciones</i>	43.621.540	41.897.286
Arrendamientos financieros (2)	7.644.775	8.001.351
Propiedades, plantas y equipos, bruto	\$ 11.382.857.974	\$ 11.096.864.178
Depreciación		
Plantas y equipos (*)	(3.240.141.606)	(3.054.059.357)
<i>Plantas de generación hidroeléctrica</i>	(2.873.338.631)	(2.727.648.589)
<i>Plantas de generación termoeléctrica</i>	(366.802.975)	(326.410.768)
Instalaciones fijas y otras	(60.762.431)	(57.858.638)
<i>Instalaciones fijas y accesorios</i>	(25.264.685)	(24.615.468)
<i>Otros instalaciones</i>	(35.497.746)	(33.243.170)
Edificios	(34.904.152)	(33.279.443)
Arrendamientos financieros (2)	(3.559.251)	(2.585.133)
Depreciación acumulada	\$ (3.339.367.440)	\$ (3.147.782.571)

(*) 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 2018, 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 2018 son: proyecto Life extension y Beep Others de Termozipa; recuperación de estructuras civiles y obras adicionales repafilado presa Quimbo.

Central	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
CC-Termozipa	\$ 175.428.210	\$ 101.061.910
CH- Quimbo	104.948.164	35.080.641
CH-Centrales menores Río Bogotá	8.660.317	8.719.325
CH-Betania	6.767.146	7.337.423
CF-Cartagena	3.071.116	35.295.800
Otras Inversiones	3.244.812	2.362.952
CH-Guavio	2.311.832	8.147.644
CH-Pagua	1.517.316	6.446.107
Muelle	677.049	-
Total Construcciones en Curso	\$ 306.625.962	\$ 204.451.802

CH- Central Hidroeléctrica

CC- Central carbón

CF-Central Fuel Oil

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

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

Movimiento en propiedad, planta y equipo al 31 de diciembre de 2018	Plantas y Equipos				Instalaciones Fijas y accesorios				Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo
	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas de Generación Hidroeléctrica	Plantas de Generación Termoeléctrica	Instalaciones Fijas y accesorios	Otros Instalaciones			
Saldo inicial 31/dic/2016	\$ 159.306.414	\$ 268.950.793	\$ 44.219.117	\$ 6.906.495.421	\$ 518.449.581	\$ 7.753.343	\$ 12.542.517	\$	6.772.669	\$ 7.924.489.855
Movimiento en propiedad, planta y equipo										
Adiciones	230.386.962	-	-	-	-	-	-	-	-	230.386.962
Trasposos	(185.241.574)	-	-	156.321.652	28.790.670	-	-	-	129.252	-
Retiros			(67.757)	(1.300.955)	(139.409)	(143.962)	(340.027)		(52.771)	(2.044.881)
Gasto por depreciación	-	-	(1.544.140)	(151.769.643)	(44.457.518)	(997.722)	(3.548.374)		(1.432.932)	(203.750.329)
Total movimientos	45.145.388	-	(1.611.897)	3.251.054	(15.806.257)	(1.141.684)	(3.888.401)		(1.356.451)	24.591.752
Saldo final 31/dic/17	\$ 204.451.802	\$ 268.950.793	\$ 42.607.220	\$ 6.909.746.475	\$ 502.643.324	\$ 6.611.659	\$ 8.654.116	\$	5.416.218	\$ 7.949.081.607
Movimiento en propiedad, planta y equipo										
Adiciones (*)	308.009.427	-	-	-	-	-	-	-	-	308.009.427
Trasposos (**)	(205.835.267)	-	7.652.954	112.179.600	83.909.694	-	1.782.360		310.659	-
Retiros (***)		(46.088)	-	(2.154.576)	(4.467.105)	(18.757)	(4.987)		(170.290)	(6.861.803)
Gasto por depreciación	-	-	(1.624.709)	(155.587.133)	(44.843.002)	(905.095)	(2.307.695)		(1.471.063)	(206.738.697)
Total movimientos	102.174.160	(46.088)	6.028.245	(45.562.109)	34.599.587	(923.852)	(530.322)		(1.330.694)	94.408.927
Saldo final 31/dic/18	\$ 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

Adiciones

(*) Durante el 2018, las adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden a las inversiones realizadas en la adecuación, modernización, expansión, mejoras en la eficiencia y calidad de nivel de servicio, en las diferentes plantas, a continuación, las más importantes del periodo:

Central	Principales proyectos	1 de enero al 31 de diciembre de 2018
CC-Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, Proyecto Life Extension, proyecto mejoramiento ambiental BEEP, plan de fiabilidad de calderas y turbinas unidades 2-3-4-5.	\$ 120.549.560
CH-Quimbo	Recuperación de estructuras Civiles. En 2018 fueron ejecutadas obras necesarias para la mejora en el desempeño de las obras civiles del embalse, así como atender obras adicionales y compromisos derivados de obligaciones ambientales generadas durante la construcción de central.	98.185.336
CH – Guavio	Overhaul válvula esférica unidades 1-2-3-4-5, sistema de excitación central, recuperación rodetes, estructuras civiles e instalaciones.	32.711.478
Centrales menores (Rio Bogotá)	Modernización de equipos y recuperación de Bocatoma cadena Rio Bogotá e instalaciones auxiliares; recuperación de equipos de turbina y overhaul unidades de bombeo Muña; adquisición de equipos electromecánicos y recuperación de estructuras.	22.652.340
CH – Pagua	Adquisición de bobinas rotor generador Pagua, recuperación bobinados estatores y rodetes, modernización regulador velocidad U2, automatización y telecontrol centrales, recuperación sistemas de excitación y adquisición de equipos de energía y electromecánicos	14.248.126
CF – Cartagena y otras inversiones	Adquisición equipos de energía y electromecánicos; recuperación de estructuras civiles; mejoramiento equipos de la planta; otras inversiones renovación PCs, mobiliarios y obras civiles centrales y vehículos renting.	11.317.103
CH-Betania	Recuperación bobinado estator U2 y compuerta vertedero y talud pozo de impacto, modernización reguladores de velocidad, sistemas de excitación e inversor UPS Betania , recuperación rodetes y estructuras civiles; adquisición equipos de energía y electromecánicos.	7.668.435
Sociedad Poruaria Central Cartagena	Construcción de muelle Sociedad Portuaria	677.049
Total		\$ 308.009.427

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





Traspasos

(**) En el 2018, los traslados 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, confiabilidad y eficiencia en las plantas:

Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		
	Central	Total Activación
CC – Termozipa	\$	46.673.432
CH–Centrales Menores (Rio Bogotá)		45.086.429
CF – Cartagena		37.237.723
CH – Guavio		33.361.432
CH – Quimbo		25.708.535
Otras Inversiones		10.099.202
CH – Betania		7.668.514
Total	\$	205.835.267

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

Retiros

(***) Se realizan bajas por \$6.861.803 correspondientes a: centrales térmicas \$4.467.105; centrales hidroeléctricas \$2.154.576; vehículos renting \$170.290; predios \$ 46.089; instalaciones fijas y accesorios \$18.757 y otras instalaciones \$4.986.

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 no presenta unidades temporalmente fuera de servicio.

(2) Arrendamiento financiero

Corresponden a los acuerdos de arrendamiento financiero de vehículos establecidos principalmente con Transportes Especializados JR S.A.S. destinados para apoyar la operación del Grupo; Mareauto Colombia S.A.S., y Equirent S.A. destinados al transporte de los directivos de la organización.

El plazo de los contratos en promedio oscilan entre 36 y 48 meses, período en el cual se amortizan los activos reconocidos.

El 48% de la flota de vehículos está contratada con Equirent S.A. y el 46% con Mareautos Colombia S.A.S., los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 36 cuotas.

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

Pagos mínimos por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos financieros	Al 31 de diciembre de 2018			Al 31 de diciembre de 2017		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Inferior a un año	\$ 2.300.178	\$ 161.951	\$ 2.138.227	\$ 2.764.076	\$ 437.115	\$ 2.326.961
Posterior a un año pero menor de cinco años	194.827	21.809	173.018	2.195.835	140.909	2.054.926
Total	\$ 2.495.005	\$ 183.760	\$ 2.311.245	\$ 4.959.911	\$ 578.024	\$ 4.381.887

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

Arrendamiento operativo

El estado de resultados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, incluye \$2.983.046 y \$3.412.655, respectivamente, correspondiente al devengo de los contratos de arrendamiento operativo, entre ellos:

Sedes administrativas	Fecha Inicial	Fecha Final	Opción de compra
Oficinas Q93	jun-14	mayo-19	No
Corporativo torre 93	Oct-09	Sep-19	No

Al 31 de diciembre de 2018 los contratos relacionados se ajustan anualmente por el Índice de Precios al Consumidor (IPC), aplicando así para las oficinas del Q93 IPC + 1.0575 puntos.

Al 31 de diciembre de 2018, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Pagos Futuros Mínimos del Arrendamiento no Cancelables, Arrendatarios	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
No posterior a un año	\$ 929.325	\$ 742.220
Posterior a un año pero menor de cinco años	1071600	321.628
	\$ 2.000.925	\$ 1.063.848

(*) La información anterior no incluye 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	USD \$ 20.000	1/11/2019	Axa Colpatria
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD \$ 200 millones en exceso de USD \$20 millones)	USD \$ 200.000	1/11/2019	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de EUR 300 millones en exceso de EUR 200 millones)	€300.000	1/11/2019	Mapfre Seguros Colombia
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Responsabilidad civil ambiental	USD 11.638	31/10/2019	Chubb Seguros
	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMAAC – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria.	€1.000.000	31/10/2019	Mapfre Seguros Colombia
Vehículos	Responsabilidad Civil Extracontractual	\$600.000 por vehículo	02/01/2019	Seguros Mundial
Mercancías y bienes	Transporte de mercancías	USD 750.000 por despacho	31/07/2019	HDI Seguros S.A.

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

Las indemnizaciones recibidas al 31 de diciembre de 2018 por siniestros son:

Siniestro	Fecha Siniestro	Aseguradora	Amparo afectado	Valor en Reclamación
Derrumbe en Túnel Chivor de la C.H. Guavio (1)	22/04/2016	Mapfre	Daños materiales	\$ 8.726.939
Derrumbe en Túnel Chivor de la C.H. Guavio (1)	22/04/2016	Mapfre	Lucro cesante	25.916.574
Rotura en generador de U5 C.H. Guavio (2)	02/05/2017	Mapfre	Rotura de maquinaria	6.782.997
Total				\$ 41.426.510

(1) Estos siniestros ocurrieron en el 2016 y fueron indemnizados por la aseguradora en el 2018.

(2) Este siniestro ocurrió en el 2017 y fue indemnizado por la aseguradora en el 2018.





12. Otros pasivos financieros

	Al 31 de diciembre de 2018			Al 31 de diciembre de 2017		
	Corriente		No Corriente	Corriente		No Corriente
	Capital	Intereses		Capital	Intereses	
Bonos emitidos (1)	\$ 596.874.317	\$ 82.726.065	\$ 2.922.005.893	\$ 218.200.000	\$ 90.247.846	\$ 3.517.794.451
Securitización (2)	47.669.218	–	–	–	–	–
Club Deal (3)	30.000.000	313.620	120.000.000	40.666.667	548.495	203.333.333
Obligaciones por leasing (4)	2.138.228	–	173.018	2.326.961	–	2.054.927
Instrumentos derivados (5)	1.922.833	–	–	4.872.195	–	–
Préstamos Bancarios (3)	–	–	–	103.926.861	1.793.078	–
	\$ 678.604.596	\$ 83.039.685	\$ 3.042.178.911	\$ 369.992.684	\$ 92.589.419	\$ 3.723.182.711

(1) La variación principal de los bonos al 31 de diciembre de 2018 obedece a:

- Reclasificaciones de largo plazo a corto plazo de los bonos B10-09 por \$160.060.000 y el B3-16 por \$234.870.000 cuya fecha de vencimiento es el 11 de febrero de 2019, así mismo para los bonos B6-13 de Quimbo por \$152.530.000 y B6-13 Emgesa por \$49.440.000, los cuales vencen el 11 de septiembre de 2019.
- Pago del Bono B9-09 por \$147.180.000 por siete recompras entre Corredores y Valores Bancolombia realizadas antes del vencimiento del bono, el 02 de julio de 2018 y el restante por \$71.020.000 al vencimiento.

En deuda financiera el Grupo tiene vigentes ocho (8) 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 2018:

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 a la terminología establecida en el prospecto del programa) con cargo al programa, las cuales se encontraban vigentes a la fecha mencionada, a excepción del primer tramo por \$170.000.000 que venció el 20 de febrero de 2017. Todas las emisiones de bonos realizadas bajo el Programa del Grupo se encuentran calificadas AAA (Triple A) por Fitch Ratings Colombia S.C.V., y se encuentran desmaterializadas bajo administración de Deceval S.A.

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.

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

Clase de Títulos	Bonos Ordinarios
Cuarto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$650.000.000 adicionales
Tercera prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 14 de septiembre de 2018
Inclusión papeles comerciales en el programa:	Resolución No. 0173 del 13 de febrero de 2018
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1193 del 13 de septiembre de 2018
Quinto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$685.000.000 adicionales
Cuarta prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 1 de octubre de 2021
Cupo Global Total Autorizado al 31 de dic de 2018:	\$4.400.000.000
Monto emitido bajo el Programa al 31 de dic de 2018	\$3.315.000.000
Cupo global disponible al 31 de diciembre de 2018:	\$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 2018	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 2018	\$215.560.000
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.

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 2018	\$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.2018	\$314.294
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2018	\$499.685.706
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.2018	\$254.231
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2018	\$564.745.769
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.

Sexto Tramo:

	\$590.000.000 así:
Valor total colocado	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.2018	\$362.817
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2018	\$589.637.183
Valor nominal por bono	\$10.000

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

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.

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.2018	\$250.558
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2018	\$524.749.442
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.

Octavo Tramo ():*

Valor total colocado	\$300.000.000 así: Sub-serie E6: \$300.000.000
Costos de transacción al 31 de dic.2018	\$288.232
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2018	\$299.711.768
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 2018, a una tasa final de 9,11%.



Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)



La operación forma parte de la estructura financiera del proyecto hidroeléctrico El Quimbo y permitió obtener los recursos de pre financiamiento 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.2018	\$1.549.657
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2018	\$735.210.343
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 2018 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente			No Corriente						
		Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Más de 10 años	Total no corriente
Programa Segundo Tramo B104-10	9%	\$ 162.058.441	\$ -	\$ 162.058.441	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Programa Segundo Tramo B104-15	10%	716.178	-	716.178	-	-	-	-	55.500.000	-	55.500.000
Programa Tercer Tramo B105-12	10%	2.064.704	-	2.064.704	-	89.580.000	-	-	-	-	89.580.000
Bono exterior Z47	9%	7.663.755	-	7.663.755	-	90.000.000	-	-	-	-	90.000.000
Bono exterior Z58	9%	55.073.450	-	55.073.450	-	645.210.343	-	-	-	-	645.210.343
Programa Cuarto Tramo B10	7%	1.051.333	-	1.051.333	-	-	299.840.710	-	-	-	299.840.710
Programa Cuarto Tramo B15	7%	713.176	-	713.176	-	-	-	-	199.844.996	-	199.844.996
Programa Quinto Tramo B12	8%	1.708.117	-	1.708.117	-	-	-	-	362.801.451	-	362.801.451
Programa Quinto Tramo B6-1	8%	653.545	152.510.681	153.164.226	-	-	-	-	-	-	-
Programa Quinto Tramo B6-2	8%	211.836	49.433.636	49.645.472	-	-	-	-	-	-	-
Programa Sexto Tramo B16	8%	1.505.481	-	1.505.481	-	-	-	-	-	162.364.060	162.364.060
Programa Sexto Tramo B10	7%	1.653.541	-	1.653.541	-	-	-	-	186.281.811	-	186.281.811
Programa Sexto Tramo B6-2	7%	1.096.073	-	1.096.073	131.025.339	-	-	-	-	-	131.025.339
Programa Sexto Tramo B6-1	7%	919.875	-	919.875	109.965.973	-	-	-	-	-	109.965.973
Programa Séptimo Tramo B-3	7%	237.068.812	-	237.068.812	-	-	-	-	-	-	-
Programa Séptimo Tramo B-7	8%	3.194.464	-	3.194.464	-	-	-	289.879.442	-	-	289.879.442
Programa Octavo Tramo E6	8%	303.284	-	303.284	-	-	299.711.768	-	-	-	299.711.768
Total bonos		\$ 477.656.065	\$ 201.944.317	\$ 679.600.382	\$ 240.991.312	\$ 824.790.343	\$ 599.552.478	\$ 289.879.442	\$ 804.428.258	\$ 162.364.060	\$ 2.922.005.893

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente			No corriente							Total no corriente
		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		
Programa Segundo Tramo B104-10	10%	\$ 2.186.103	\$ -	\$ 2.186.103	\$ 160.060.000	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 160.060.000
Programa Segundo Tramo B104-15	11%	781.280	-	781.280	-	-	-	-	-	55.500.000	-	55.500.000
Programa Tercer tramo B105-9	11%	5.380.814	218.200.000	223.580.814	-	-	-	-	-	-	-	-
Programa Tercer tramo B105-12	12%	2.252.284	-	2.252.284	-	-	89.580.000	-	-	-	-	89.580.000
Bono exterior Z47	9%	7663.755	-	7663.755	-	-	90.000.000	-	-	-	-	90.000.000
Bono exterior Z58	10%	55.073.450	-	55.073.450	-	-	644.390.805	-	-	-	-	644.390.805
Programa Cuarto Tramo B10	8%	1.156.213	-	1.156.213	-	-	-	-	-	299.800.714	-	299.800.714
Programa Cuarto Tramo B15	8%	800.027	-	800.027	-	-	-	-	-	-	199.829.656	199.829.656
Programa Quinto Tramo B12	10%	1.882.952	-	1.882.952	-	-	-	-	-	362.771.043	-	362.771.043
Programa Quinto Tramo B6-1	10%	726.897	-	726.897	152.477.065	-	-	-	-	-	-	152.477.065
Programa Quinto Tramo B6-2	10%	235.611	-	235.611	49.423.489	-	-	-	-	-	-	49.423.489
Programa Sexto Tramo B16	10%	1.676.594	-	1.676.594	-	-	-	-	-	-	162.606.712	162.606.712
Programa Sexto Tramo B10	9%	1.849.758	-	1.849.758	-	-	-	-	-	186.257.191	-	186.257.191
Programa Sexto Tramo B6-2	9%	1.233.893	-	1.233.893	-	130.993.406	-	-	-	-	-	130.993.406
Programa Sexto Tramo B6-1	9%	1.035.540	-	1.035.540	-	109.938.193	-	-	-	-	-	109.938.193
Programa Séptimo Tramo B-3	9%	2.474.445	-	2.474.445	234.714.210	-	-	-	-	-	-	234.714.210
Programa Séptimo Tramo B-7	10%	3.534.947	-	3.534.947	-	-	-	-	-	289.814.914	-	289.814.914
Bono serie e subserie E6	8%	303.283	-	303.283	-	-	-	299.637.053	-	-	-	299.637.053
Total bonos		\$ 90.247.846	\$ 218.200.000	\$ 308.447.846	\$ 596.674.764	\$ 240.931.599	\$ 823.970.805	\$ 299.637.053	\$ 1.194.143.862	\$ 362.436.368	\$ 3.517.794.451	

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

(3) Los créditos del Club Deal disminuyeron durante el 2018 por cancelación de cuotas el 19 de junio por \$15.000.000 al BBVA y \$5.333.333 al Banco Bogotá y el 19 de diciembre por \$15.000.000 al BBVA. El 13 de agosto se prepagó el crédito de Banco de Bogotá por \$58.666.667.

En préstamos bancarios se canceló el 22 de febrero 2018 el crédito con el Banco de Crédito del Perú por \$103.926.861 e intereses por \$1.793.078.



Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)



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

Descripción	Tasa EA	Corriente		No Corriente					Total No Corriente
		Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	
Banco BBVA	6%	\$ 30.313.620	\$ 30.313.620	\$ 15.000.000	\$ 30.000.000	\$ 30.000.000	\$ 30.000.000	\$ 15.000.000	\$ 120.000.000
Total Club Deal			\$ 30.313.620						\$ 120.000.000

El detalle de las obligaciones del Club Deal y préstamos bancarios a 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente			No Corriente					Total No Corriente
		Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	
Banco Bogotá	10%	\$ 144.347	\$ 10.666.669	\$ 10.811.016	\$ 10.666.667	\$ 10.666.667	\$ 10.666.667	\$ 10.666.667	\$ 10.666.665	\$ 53.333.333
Banco BBVA	9%	404.146	30.000.000	30.404.146	30.000.000	30.000.000	30.000.000	30.000.000	30.000.000	150.000.000
Total Club Deal		\$ 548.493	\$ 40.666.669	\$ 41.215.162	\$ 40.666.667	\$ 40.666.667	\$ 40.666.667	\$ 40.666.667	\$ 40.666.665	\$ 203.333.333
Banco del Crédito del Perú	2%	105.719.939	-	105.719.939	-	-	-	-	-	-
Total Préstamos Bancarios		\$ 105.719.939	\$ -	\$ 105.719.939	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

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

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

El detalle de las Obligaciones por leasing comerciales a 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Descripción	Tasa	Tipo de tasa	Corriente			No corriente		Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	
Banco Corpbanca	8%	Fija	\$ 5.931	\$ 16.250	\$ 22.181	\$ -	\$ -	\$ -
Equirent S.A	8%	Fija	195.975	594.911	790.886	753.412	46.703	800.115
Mareauto Colombia S.A.S	12%	Fija	37.678	117.868	155.546	154.091	95.835	249.926
Transportes Especializados JR S.A.S.	12%	Fija	308.759	1.004.891	1.313.650	1.004.886	-	1.004.886
Consorcio Empresarial	7%	Fija	14.647	30.051	44.698	-	-	-
Total Leasing			\$ 562.990	\$ 1.763.971	\$ 2.326.961	\$ 1.912.389	\$ 142.538	\$ 2.054.927

(5) El Grupo al 31 de diciembre de 2017 tenía derivados-SWAP's por los subyacentes de la deuda y withholding tax (WHT) con el Banco de Crédito de Perú por \$4.872.195 los cuales fueron cancelados en su totalidad al vencer la obligación en febrero 2018. Al 31 de diciembre de 2018 hay constituido un derivado- forward con valoración pasiva por valor de \$959 correspondiente a subyacente para pago de capex en Termozipa y un SWAP por \$1.921.874 para cubrimiento de la tasa de interés deuda en IPC del bono del Programa Cuarto Tramo B10, los anteriores derivados son de cobertura de flujo de caja.

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo cuenta con \$3.928.388 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, de manera conjunta con Codensa S.A. E.S.P. y reasignables entre las dos Compañías, respecto de las cuales, en caso de requerirse, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso, así mismo como parte de su estrategia de financiamiento el Grupo suscribió el 20 de diciembre de 2018, una línea de crédito comprometida por COP\$200.000.000 con Scotiabank, con (1) año de disponibilidad de los recursos para su desembolso.

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

Adicionalmente, se tiene aprobada una línea de crédito intercompañía con Codensa S.A. E.S.P. por USD\$100 millones para propósitos generales del Grupo. Al 31 de diciembre de 2018, no existen garantías en obligaciones financieras.

13. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Otras cuentas por pagar (1)	\$ 296.325.244	\$ 168.582.499
Cuentas por pagar comerciales (1)	95.066.040	48.482.550
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ 391.391.284	\$ 217.065.049

1) El detalle de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Cuentas por pagar bienes y servicios (a)	\$ 228.853.451	\$ 126.220.944
Proveedores por compra de energía(b)	94.606.436	48.289.029
Otras cuentas por pagar (c)	44.286.854	22.152.112
Impuestos distintos a la Renta (d)	23.623.855	20.396.492
<i>Provisión para pago de impuestos</i>	16.401.288	15.035.756
<i>Impuestos territoriales, contribuciones, municipales y afines</i>	7.222.567	5.360.736
Honorarios	20.688	6.472
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ 391.391.284	\$ 217.065.049

(a) La variación corresponde principalmente al pasivo reconocido en el 2018 asociado al servicio de obras civiles de la central hidroeléctrica el Quimbo por \$40.858.788. Compras de energía en bloque principalmente a Empresas Públicas de Medellín, hidroeléctrica del Alto Porce, Americana de Energía por \$21.017.460.

(b) La variación entre 31 diciembre 2018 y 2017 corresponde al aumento en el estimado por pasivos del margen variable asociados a los costos de generación de energía por \$46.317.407.

(c) La variación entre 31 de diciembre de 2018 y 2017 corresponde principalmente al aumento de las otras cuentas por pagar asociadas a servicios de operación y mantenimiento de las centrales así: Consorcio M&M \$6.928.580, Constructora Landa \$3.630.693, Consorcio TC 26 \$1.537.274 y Consorcio el Condor \$1.480.192.

(d) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

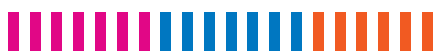
	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre del 2017
Provisión para pago de impuestos (*)	\$ 16.401.288	\$ 15.035.756
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (**)	7.222.567	5.360.736
	\$ 23.623.855	\$ 20.396.492

(*) La variación de diciembre de 2018 y 2017, corresponde a la retención en la fuente realizada a terceros por \$3.531.539 y \$3.067.308 y autorretenciones \$12.869.749 y \$11.968.448, respectivamente.

(**) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, corresponde principalmente a la contribución de ley 99 por \$5.905.113 y \$5.139.383, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 los impuestos distintos a la renta se detallan así:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Retención en la fuente a terceros	\$ (3.531.539)	\$ (3.067.308)
Autorretención por pagar a la administración tributaria	(12.869.749)	(11.968.448)
IVA por pagar neto	(58.487)	(105.025)
Impuesto de industria y comercio neto	(886.342)	161.777
Retención por industria y comercio	(372.625)	(278.101)
Contribución Ley 99	(5.905.113)	(5.139.387)
Pasivos por impuestos corrientes	\$ (23.623.855)	\$ (20.396.492)





14. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Otras provisiones (1)	\$ 80.879.787	\$ 112.232.378	\$ 92.361.840	\$ 131.993.692
<i>Ambiental y obras Quimbo</i>	51.148.256	35.773.793	58.519.505	28.877.162
<i>Plan de Restauración Quimbo</i>	29.731.531	76.458.585	33.842.335	103.116.530
Provisión de reclamaciones legales (2)	3.083.516	7.863.353	-	10.712.379
<i>Civiles y otros</i>	2.885.294	6.719.868	-	9.602.379
<i>Laborales</i>	198.222	1.143.485	-	1.110.000
Desmantelamiento Quimbo (3)	-	300.123	-	989.639
Total Provisiones	\$ 83.963.303	\$ 120.395.854	\$ 92.361.840	\$ 143.695.710

(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 las cuales se esperan sean ejecutadas dentro del cronograma de obras propuesto por el proyecto entre el 2017 y 2020. 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.

(2) Al 31 de diciembre de 2018, el valor de las pretensiones en las reclamaciones del Grupo por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$ 3.875.955.235 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$4.250.670 incluyendo la actualización financiera para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. La Administración estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada serán favorables para los intereses del Grupo y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera del Grupo. Adicional se encuentran provisionadas sanciones de la Central Hidroeléctrica El Quimbo por \$3.147.969, las cuales se están detalladas en la nota 31.Sanciones, por otro lado primas de éxito por \$3.548.230, que se harán efectivas cuando el abogado tenga fallo a favor del Grupo de los procesos pactados.

Al 31 de diciembre de 2018, 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 (a)	Valor de la provisión (incluye VPN)
Inundaciones antes del año 1997 (*)	Probable	15	0	\$ 2.735.013	\$ 2.735.013
	Posible	3	0	5.266.012	-
Total Inundaciones antes 1997		18	0	8.001.025	2.735.013
Inundaciones después del año 1997	Probable	5	0	384.680	160.425
	Posible	16	0	942.748	-
Total Inundaciones después 1997		21	0	1.327.428	160.425
Laborales	Probable	5	0	1.371.209	1.341.707
	Posible	22	6	1.720.696	-
	Remota	5	0	20.181.000	-
Total Laborales		32	6	23.272.905	1.341.707
Otros	Probable	5	1	80.100	13.525
	Posible	41	29	28.309.749	-
	Remota	28	16	125.249.255	-
Total Otros		74	46	153.639.104	13.525
Quimbo	Posible	196	36	480.859.803	-
	Remota	2	1	5.377.741	-
		198	37	486.237.544	-
Total Procesos		343	89	\$ 672.478.006	\$ 4.250.670

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

(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 del Grupo. 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)

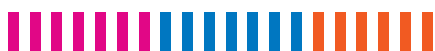
Detalle de los principales procesos jurídicos que tiene el Grupo al 31 de diciembre 2018 calificados como probables:

Procesos	Fechalnicio	Pretensión	Objeto del Juicio	Estado actual y situación procesal
Alejandro Sánchez Guarnizo y Otros	2015	\$ 4.498.894	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual por hechos de 2010 y 2011	Se encuentra en etapa probatoria.
Yohana Farley Rodríguez Berrio	2014	300.000	Indemnización de perjuicios por muerte de empleado	Se encuentra cursando la apelación de la primera instancia interpuesta por la Empresa en el Tribunal Superior de Neiva.
Hernando Rivera Espinosa	2013	192.000	Indemnización despido sin justa causa	En trámite del recurso de casación.
Alfonso Rodríguez	2009	120.000	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1989	En trámite del recurso de casación.
Hernan Useche Culma	2010	100.000	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1994	A la espera de que el Juzgado haga la entrega de los dineros pagados por parte del Grupo al demandante, para poder darlo por finalizado en la provisión.
Pastor Aroca Ibarra	2013	88.000	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 2011	Se realizó los pagos correspondientes a la condena, se está a la espera de la terminación del proceso.
Diomedez Lozano Apache	2008	63.649	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1994	Se realizó pago de condena de segunda instancia, el abogado del demandante ha interpuesto recursos contra el auto que aprobó la liquidación de costas.
Abundio Carrillo	2008	62.918	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1994	Se realizó los pagos correspondientes a la condena, se está a la espera de la terminación del proceso.
Saúl Cárdenas Trujillo	2007	36.954	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1994	Se realizó los pagos correspondientes a la condena, se está a la espera de la terminación del proceso.
Rafael Bernate	2004	6.136	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1989	Se realizó los pagos correspondientes a la condena, se está a la espera de la terminación del proceso.
Total		\$ 5.468.551		

El Grupo no cuenta con litigios fiscales a 31 de diciembre de 2018 calificados como probables que se encuentren provisionados.

El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2018 es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Total
Saldo inicial 01 de enero de 2017	\$ 11.677.255	\$ 268.301.033	\$ 279.978.288
Incremento (Decremento) en provisiones existentes	1.176.407	—	1.176.407
Provisión utilizada	(972.390)	(59.338.380)	(60.310.770)
Actualización efecto financiero	—	16.382.522	16.382.522
Recuperaciones	(1.168.893)	—	(1.168.893)
Otro incremento (Decremento)	—	—	—
Total movimientos en provisiones	(964.876)	(42.955.858)	(43.920.734)
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	\$ 10.712.379	\$ 225.345.175	\$ 236.057.554
Incremento (Decremento) en provisiones existentes	2.717.444	46.874	2.764.318
Provisión utilizada	(1.696.351)	(40.619.483)	(42.315.834)
Actualización efecto financiero	(30.113)	8.639.727	8.609.614
Recuperaciones	(756.490)	—	(756.490)
Otro incremento (Decremento)	—	—	—
Total movimientos en provisiones	234.490	(31.932.882)	(31.698.392)
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	\$ 10.946.869	\$ 193.412.293	\$ 204.359.162





El movimiento de la provisión de reclamaciones legales en el 2018 corresponde principalmente a:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto de La demanda	Valor	Fecha
Civil Ordinario	Libardo Chico	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	\$ 30.000	dic-18
Civil Ordinario	Alfonso Rodríguez (89)	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.989	1.100.000	mar-18
Civil Ordinario	Alejandro Sanchez Guarnizo y Otros	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual por hechos de 2010 y 2011	245.000	oct-18
Civil Verbal	Martin Gonzalez Rodriguez	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011	60.000	abr-18
Civil Verbal	Martin Gonzalez Rodriguez	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011	55.200	oct-18
Laboral Ordinario	German Claros Valenzuela	Declaración de ineficacia de despido y culpa patronal en accidente de trabajo- solidaridad	30.000	mar-18
Primas de Éxito	Acción de grupo	Demanda Embalse Muña	781.988	dic-18
Total movimiento por dotaciones			\$ 2.302.188	
Civil Ordinario	Argemiro Torres y Otros	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(251.060)	mar-18
Civil Ordinario	Emiliano Romero Candía y Otros	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(726.263)	mar-18
Civil Ordinario	Rosa Maria Morales de R. y Otros	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(184.516)	mar-18
Civil Ordinario	Maria Gladys Guzmán R.	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	(172.358)	mar-18
Civil Ordinario	Alejandro Sanchez Guarnizo y Otros	Ordinario de responsabilidad civil extracontractual por hechos de 2010 y 2011	(223.720)	dic-18
Total movimiento por pagos			(\$ 1.557.917)	
Civil Verbal	Martin Gonzalez Rodriguez	Demanda por inundación del rio Magdalena en abril de 2011	(55.200)	may-18
Fiscal	Compensar	Demanda por contribución	(679.642)	dic-18
Total movimiento por recuperaciones			(\$ 734.842)	

(3) La variación a 31 de diciembre de 2018 de la provisión de desmantelamiento de equipos electromecánicos en el Quimbo corresponde al descuento de los flujos futuros, VPN, las tasas utilizadas a diciembre 2018 y diciembre de 2017 son 10,93% EA y a diciembre de 2017 8,10% EA, respectivamente.

Reclamación Consorcio Impregilo

Durante el 2015, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante el Grupo 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 el Grupo y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. El Grupo en aras de evitar un proceso de arbitraje a futuro, decidió cerrar la negociación con el contratista durante el último trimestre de 2016. La pretensión inicial del contratista ascendía a \$224.560.000, entre reclamaciones y notas de orden de cambio como resultado de la negociación se cerró el acuerdo por \$57.459.000 de pesos más \$2.800.000, por el acta del cierre de contrato, y un reajuste a las reclamaciones por \$14.541.000, para un total de \$74.800.000, estos valores fueron autorizados por el Grupo para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021 por medio del addendum 17 firmado en enero de 2017.

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

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

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

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

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

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, el Grupo al 31 de diciembre de 2018 tiene registrado como parte del total provisionado \$22.128.147 correspondientes al programa de inversión del 1% presentando dentro del marco de la licencia, por la utilización del recurso hídrico superficial de la fuente río Magdalena, de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la ley 99 de 1993 reglamentado por el Decreto 1900 del 12 de septiembre del 2006. El 31 de agosto de 2016 se realizó y presentó al ANLA para su revisión y aprobación una liquidación parcial por \$9.702 millones con corte al 30 de septiembre de 2016, la cual será re liquidada una vez determine el costo final del proyecto de acuerdo al parágrafo 2 del artículo 4 del Decreto 1900 de 2006. A 31 de diciembre de 2018 no se ha recibido pronunciamiento de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

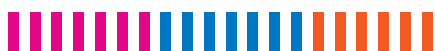
A su vez, el Auto 987 incluye aceptación respecto a la ejecución del proyecto de formación de promotores ambientales, el cual fue elaborado en conjunto con el SENA. Por lo anterior, se deberá establecer un convenio entre el Grupo y SENA, el cual permita dar ejecución al proyecto en mención.

15. Impuestos por pagar

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

Impuesto sobre la renta

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 486.524.661	\$ 482.918.458
Anticipo de renta año	(167.905.090)	(190.118.487)
Descuentos tributarios y retenciones en la fuente (2)	(3.808.202)	(651.478)
Autorretenciones de retención en la fuente	(89.051.695)	(80.466.417)
Autorretenciones otros conceptos	(56.386.561)	(50.367.180)
Impuestos por pagar año anterior (ZOMAC) (3)	600.355	-
Otros impuestos corrientes	22.057	12.072
Pasivos por impuestos corrientes	\$ 169.995.525	\$ 161.326.968





(1) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el pasivo por impuesto de renta corriente está compuesto por:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del periodo (Ver nota 27)	\$ 486.059.456	\$ 483.066.156
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral (Ver Nota 29)	465.205	(147.698)
\$	486.524.661	\$ 482.918.458

(2) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, los descuentos tributarios están compuesto por:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
IVA en la importación o adquisición de maquinaria pesada para industrias básicas	\$ 3.604.950	\$ 455.478
25% de las donaciones realizadas a entidades sin ánimo de lucro	203.252	196.000
\$	3.808.202	\$ 651.478

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

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

Las principales partidas conciliatorias entre la utilidad antes del impuesto y la renta líquida gravable que explican la diferencia entre la tarifa para sociedades del 33% correspondiente al impuesto sobre la renta y la Sobretasa de Renta del 4% (2018), 6% (2017) respecto a la tasa efectiva sobre la utilidad del 34, 93% al 31 de diciembre de 2018 y del 38, 96% al 31 de diciembre de 2017, son las siguientes:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2018 Valor	Tasa (%)	Al 31 de diciembre de 2017 Valor	Tasa (%)
Utilidad contable antes de impuesto sobre la renta	\$ 1.568.164.634		\$ 1.453.311.316	
Partidas que aumentan la renta líquida				
Impuesto a la riqueza	-	0.00	12.531.610	0.29
Provisiones deducibles	(32.535.906)	(0.68)	(29.599.110)	(0.69)
Ingresos gravados				
Contribución a las transacciones financieras	4.778.745	0.10	4.438.962	0.10
Otros				
Gastos no deducibles	2.880.576	0.06	(1.390.680)	(0.03)
Impuestos no deducibles	277.687	0.01	544.313	0.01
Amortización en ciencia y tecnología				
Diferencia aportes parafiscales y pensiones	-	0.00	(326.136)	(0.01)
Intereses presuntos	12.001	0.00	17.116	0.00
Total partidas que aumentan la renta líquida	(24.586.897)	(0.52)	(13.783.925)	(0.32)
Partidas que disminuyen la renta líquida				
Deducciones por activos fijos reales productivos	(19.750.706)	(0.42)	(22.872.283)	0.54
Depreciación y amortización fiscal	(208.797.977)	(4.39)	(209.255.257)	(4.29)
Total partidas que disminuyen la renta líquida	(228.548.683)	(4.81)	(232.127.540)	(5.43)
Renta líquida gravable	1.315.013.910		1.207.399.852	
Tasa de impuesto	33%		34%	
Impuesto de renta	433.954.590	27.67	410.515.950	28.25
Ganancias ocasionales	15.145		65.169	
Tasa de impuesto ganancia ocasional	10%		10%	
Impuesto ganancia ocasional	1.515		6.517	
Total Impuesto de renta y complementarios	\$ 433.956.105		\$ 410.522.467	

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

Como resultado de la reforma tributaria Ley 1819 de 2016, a partir del 2017 se creó la sobretasa del impuesto corriente, que para el 2018 equivale al 4% y para el 2017 6%. En consideración a lo anterior se presenta los efectos tributarios de forma comparativa para 2018 y 2017:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Valor	Tasa (%)	Valor	Tasa (%)
Renta líquida gravable Sobretasa	1.315.013.910		1.207.399.852	
Base no gravable sobretasa	(800.000)	(0,06)	(800.000)	(0,07)
Renta líquida gravable sobretasa	1.314.213.910		1.206.599.852	
Tasa de impuesto Sobretasa	4%		6%	
Sobretasa Impuesto de Renta	52.568.556		72.395.991	
Impuesto de renta y Sobretasa de renta	\$ 486.524.661		\$ 482.918.458	

Concepto	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
Total Impuesto de renta y complementarios	\$	433.956.105	\$	410.522.467
Impuesto de renta y Sobretasa		52.568.556		72.395.991
Total	\$	486.524.661	\$	482.918.458

Conciliación del patrimonio

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
Patrimonio contable	\$	4.248.237.995	\$	3.848.885.171
Pasivos estimados		292.277.281		303.229.932
Aportes parafiscales y pensiones y demás beneficios para empleados		32.756.603		28.769.544
Ajuste fiscal a los activos (*)		(575.552.494)		(531.431.300)
Ajuste fiscal a los diferidos		10.429.920		7.665.605
Provisión deudores		39.768.272		69.821.111
Ajuste fiscal a las inversiones		5.752.929		4.494.789
Impuesto diferido		100.428.832		34.108.481
Patrimonio fiscal	\$	4.154.099.338	\$	3.765.543.333

(*) 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 realizaron el estudio y documentación comprobatoria de precios correspondiente al año gravable 2016, el cual fue presentado sin ajustes a la declaración de renta del mismo año. La declaración informativa y documentación comprobatoria se presentaron el 18 de julio de 2017.

Para el año gravable 2017 los asesores externos validaron las operaciones realizadas con cada vinculado económico y el estudio y la documentación comprobatoria fueron presentados el día 18 de septiembre de 2018 y no arrojó cambios en la declaración de renta del año gravable 2017; Los asesores externos han validado cada uno de los contratos realizados durante el año 2018 con vinculados del exterior con el fin de validar la correcta aplicación de los precios de mercado en cada uno.





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 el Grupo, perfeccionada el 20 de diciembre de 2010:

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

Monto de inversión y Plazos: Las inversiones del Grupo 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. En 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. 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 del Grupo:

- » 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 probada. 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 durante el año 2018

b. Obligaciones de la Nación:

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

La auditoría del contrato de estabilidad jurídica del 2018 se radicará ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, antes del 31 de marzo de 2019.

16. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (1)	\$ 8.254.181	\$ 79.386.870	\$ 8.682.337	\$ 77.059.947
Prestaciones sociales y aportes de ley	22.536.903	-	21.843.209	-
	\$ 30.791.084	\$ 79.386.870	\$ 30.525.546	\$ 77.059.947

(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, los cuales se refieren a:

Pensiones de jubilación.

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

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

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

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

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

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

Concepto	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Pensionados	294	296
Edad promedio	66,40	65,43

Otras obligaciones post-empleo

Beneficios a pensionados

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



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

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

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Auxilio educativo		
Pensionados	47	52
Edad promedio	19,30	19,12
Auxilio energía		
Pensionados	287	291
Edad promedio	66,30	65,40
Servicio Salud		
Pensionados	95	101
Edad promedio	58,60	56,98

Cesantías retroactivas

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

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

Concepto	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Empleados	90	90
Edad promedio	53,60	52,58
Antigüedad	25,00	24,01

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.

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

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

Concepto	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Empleados	147	149
Edad promedio	52,60	51,55
Antigüedad	23,50	22,46

Al 31 de diciembre de 2018, 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 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Tasa de descuento	6,80%	6,82%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	5,00%	4,50%
Tasa de Incremento a las pensiones	4,00%	3,50%
Inflación estimada	4,00%	3,50%
Inflación servicio médico	8,00%	8,00%

Hipótesis demográficas:

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

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2017 y 2018, es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2016	\$ 71.232.320	\$ 8.334.760	\$ 4.959.087	\$ 4.535.473	\$ 89.061.640
Costo del Servicio Corriente	-	-	228.847	208.834	437.681
Costo por Intereses	4.434.655	529.073	280.378	280.530	5.524.636
Contribuciones Pagadas	(7.388.670)	(488.981)	(800.050)	(763.597)	(9.441.298)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(2.090.096)	(585.730)	(132.190)	(43.225)	(2.851.241)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	1.812.840	94.665	755.112	348.249	3.010.866
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	\$ 68.001.049	\$ 7.883.787	\$ 5.291.184	\$ 4.566.264	\$ 85.742.284
Costo del Servicio Corriente	-	-	232.644	171.064	403.708
Costo por Intereses	4.574.909	517.106	345.988	276.632	5.714.635
Contribuciones Pagadas	(6.692.619)	(525.722)	(933.186)	(1.468.111)	(9.619.638)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	3.921.705	223.661	9.424	50.080	4.204.870
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	622.924	140.856	828.677	(397.265)	1.195.192
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	\$ 70.427.968	\$ 8.239.687	\$ 5.774.730	\$ 3.198.666	\$ 87.641.051





(a) Dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 4 del decreto 2131 de 2016 que permite la aplicación de la NIC 19 para la determinación del pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación, requiriendo adicionalmente la revelación del cálculo de los pasivos pensionales de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto 1625 de 2016 que retoma lo planteado en el Decreto 2783 de 2001; tenemos que aplicando estos parámetros al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación asciende a \$56.211.614 y \$57.453.578, respectivamente. La sensibilidad en mención fue realizada por la firma Aon Hewitt México, la cual utilizó el siguiente conjunto de hipótesis:

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Tasa de descuento	10.13%	10.82%
Interés técnico	4,80%	4,80%
Inflación estimada	5.09%	5,74%

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

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.

Cambio en tasa de descuento	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
- 100 puntos básicos	79.124.227	9.076.535	6.274.226	3.295.280	97.770.268
+ 100 puntos básicos	63.283.160	7.526.624	5.328.348	3.107.776	79.245.908

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva–SINTRAELECOL 2015-2018 – Prorrogada a 2019

La Convención Colectiva suscrita con SINTRAELECOL finalizaba su vigencia el pasado 30 de junio de 2018, sin embargo el sindicato no realizó la denuncia respectiva por lo que el texto convencional fue prorrogado por un término de seis (6) meses, según lo determina la ley, es decir hasta el 31 de diciembre de 2018, fecha en la cual tampoco se recibió denuncia alguna generando una segunda prórroga hasta el próximo 30 de junio de 2019. 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 término, realizada esta denuncia se activa el inicio de la etapa de negociación directa, etapa que finalizara con la suscripción de una nueva convención o con la convocatoria de un tribunal de arbitramento de no llegar a un acuerdo.

Convención Colectiva–ASIEB 2016-2019

El 1 de junio de 2016 se firmó la Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB, esta Convención Colectiva, aplica a todos los ingenieros trabajadores de la Empresa afiliados a la asociación sindical de ingenieros al servicio de las empresas de energía – ASIEB. La vigencia de la Convención es desde el 1 de junio de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019.

(2) En mayo de 2018, el Grupo inició la comunicación e implementación del plan de retiro voluntario, dirigido a 12 trabajadores de la Central Cartagena vinculados mediante contrato a término indefinido que se encontraran entre 0 y 10 años para cumplir requisito de edad de pensión de Ley y que tengan antigüedad superior a 10 años.

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

Se realizó el ofrecimiento de una renta mensual, consistente en pago mensual de una prestación económica a través del Fondo de Pensiones Protección, desde el momento de la terminación del contrato de trabajo por mutuo acuerdo y hasta 6 meses después de que el trabajador cumpla el requisito de edad establecido a la fecha de retiro en la Ley para acceder a la pensión de vejez (62 años hombres). Por este concepto, se reconoció una suma bruta mensual equivalente al 90% del salario promedio mensual que devengara el trabajador, con corte a 30 de abril de 2018.

Otros Beneficios: Adicional al beneficio de renta mensual, el Grupo ofreció beneficios comunes a convenionados con posterioridad a la terminación del contrato de trabajo por mutuo acuerdo y hasta el 31 de diciembre de 2018, entre los cuales se encuentran beneficios de beneficio médico y seguros de vida entre otros.

Con corte a 30 de septiembre de 2018 se acogieron un total de seis (6) trabajadores de la Central Cartagena, finalizando así la oportunidad de acogimiento al plan de retiro voluntario.

	Renta Temporal	Bono de Retiro	Otros Beneficios	Total Beneficios Plan de Retiro Voluntario
Saldo inicial al 01 de enero de 2017	\$ -	\$ -	\$ 333	\$ 333
Costo (recuperación) del periodo por aceptación de ofertas	-	-	(333)	(333)
Aportes del empleador	54.892	-	-	54.892
(Ganancias) pérdidas actuariales	(54.892)	-	-	(54.892)
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo Laboral del Servicio Actual	(825.104)	-	-	(825.104)
Aportes del empleador	825.104	-	-	825.104
(Ganancias) pérdidas actuariales	-	-	-	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

17. Impuestos diferidos, neto

A continuación se incluye el detalle del activo por impuesto:

	Saldo Inicial al 31 de diciembre de 2017	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2018
Depreciación y ajustes por inflación de propiedad, planta y equipo	\$ 6.498	\$ (1.944)	\$ -	\$ 4.554
Otras provisiones	-	299	-	299
Obligaciones de aportación definida	-	-	-	-
Impuesto diferido activo	\$ 6.498	\$ (1.645)	\$ -	\$ 4.853
Impuesto diferido pasivo	-	-	-	-
Impuesto diferido activo neto	\$ 6.498	\$ (1.645)	\$ 139	\$ 4.853

	Al 31 de diciembre 2018			Al 31 de diciembre 2017		
	Renta 2019	Renta 2020	Renta 2021	Renta 2019	Renta 2020	Renta 2021
Provisiones y pasivos estimados	\$ 459	\$ 459	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Propiedades, planta y equipo	5.536	5.536	3.082	19.691	19.691	19.691
	5.996	5.996	3.082	19.691	19.691	19.691
Tarifa (1)	33%	32%	31%	33%	32%	31%
Total impuesto diferido débito por tarifas	\$ 1.979	\$ 1.919	\$ 955	\$ 6.498	\$ 6.498	\$ 6.498
Total impuesto diferido débito			\$ 4.853			\$ 6.498

(1) A 31 de diciembre de 2018 la tarifa a la que se esperan recuperar los gastos por depreciación y provisión de cartera son del 33% para el 2019, 32% para el 2020 y 31% para el 2021 (tarifas del impuesto de renta según Ley 1943 de 2018)





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

	Saldo Inicial al 1 de enero de 2018	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en resultados por cambio de tasa	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales por cambio en tasa	Saldo final al 31 de diciembre de 2018
Otras provisiones (1)	33.989.893	(10.499.765)	935.512	(147.068)	-	24.278.572
Obligaciones de aportación definida	7.285.697	217.467	1.640.469	(728.834)	(611.102)	7.803.697
Impuesto diferido activo	\$ 41.275.590	(10.282.298)	2.575.981	(875.903)	(611.102)	\$ 32.082.269
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(73.716.961)	(69.895.746)	-	13.134.314	-	(130.478.393)
Forward y swap	(1.673.608)	-	(541.941)	-	177.988	(2.037.561)
Impuesto diferido pasivo	(75.390.569)	(69.895.746)	(541.941)	13.134.314	177.988	(132.515.954)
Impuesto diferido pasivo neto	\$ (34.114.979)	(80.178.044)	2.034.040	12.258.411	(433.114)	\$ (100.433.685)

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

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

(a) Dentro de la provisión de cuentas incobrables (cartera) se está reflejando el cálculo de impuesto diferido por impacto de implementación NIIF 9 reflejada en la línea de resultados integrales por \$935.512 (Ver nota 29).

(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 2017 a pesar que la reforma (ley 1819 de 2016) estableció nuevas tasas para la depreciación, los activos que pertenecen a Quimbo seguirán con las del reglamento ya que este proyecto tiene estabilidad jurídica.
- » Activos a los cuales se les aplico depreciación acelerada con el método de reducción de saldos.
- » Los demás activos se deprecian por línea recta.
- » A partir del 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 2018 por tarifa se presenta a continuación:

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

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

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

A continuación se incluye el detalle por impuesto diferido pasivo al 31 de diciembre de 2017:

	Saldo Inicial al 31 de diciembre de 2016	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2017
Depreciación y ajustes por inflación de propiedad, planta y equipo	\$ 42.624.633	\$ (42.624.633)	\$ -	\$ -
Otras provisiones (1)	49.149.777	(15.159.884)	-	33.989.893
Obligaciones de aportación definida	7.564.782	(65.740)	(213.345)	7.285.697
Impuesto diferido activo	\$ 99.339.192	\$ (57.850.257)	\$ (213.345)	\$ 41.275.590
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	-	(73.716.961)	-	(73.716.961)
Forward y swap	(2.190.389)	-	516.781	(1.673.608)
Impuesto diferido pasivo	(2.190.389)	(73.716.961)	516.781	(75.390.569)
Impuesto diferido pasivo neto	\$ 97.148.803	\$ (131.567.218)	\$ 303.436	\$ (34.114.979)

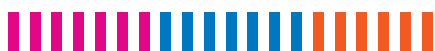
(1) Al 31 de diciembre de 2017, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2016	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Saldo final al 31 de diciembre de 2017
Provisión de Cuentas Incobrables	\$ 37.538.764	\$ (13.101.375)	\$ 24.437.389
Provisiones de trabajos y servicios	5.816.265	258.214	6.074.479
Provisión Obligaciones Laborales	2.393.604	(1.942.468)	451.136
Otros	1.788.438	(1.245.386)	543.052
Provisión Compensación Calidad	1.535.858	947.979	2.483.837
Provisión de Industria y Comercio	76.848	(76.848)	-
\$ 49.149.777	\$ (15.159.884)	\$ 33.989.893	

El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2017 por tarifa se presenta a continuación:

	Renta	2018 Sobretasa	2019 Sobretasa
Activos fijos	\$ (232.355.911)	\$ (381.044)	\$ (231.974.867)
Provisiones y pasivos estimados	27.755.975	20.760.217	6.995.758
Obligaciones de aportación definida	21.431.819	5.329.861	16.101.958
Cartera	69.821.111	34.910.556	34.910.556
	(113.347.006)	60.619.590	(173.966.595)
Tarifa CREE y Sobretasa		4%	0%
Tarifa Renta		33%	33%
Impuesto CREE y Sobretasa		2.424.785	-
Impuesto Renta	(37.404.510)	20.004.466	(57.408.976)
Ganancias ocasionales	8.647.462		
Tarifa	10%		
Impuesto	864.746		
Total impuesto diferido pasivo	\$ (34.114.979)		

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





(2) Al 31 de diciembre de 2018, corresponde a la diferencia en la depreciación contable y fiscal por: i) depreciación por reducción de saldos a partir de 2014, ii) diferencia contable y fiscal por los ajustes por inflación del año 2004, 2005 y 2006, iii) los activos a nivel fiscal a partir del 2017 se están evaluando de acuerdo a los porcentajes de depreciación definidos en el artículo 137 del Estatuto Tributario

18. Otros pasivos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Anticipos por venta de Energía (1)	\$ 38.090.160	\$ 77.213.798
Ingresos diferidos (2)	3.818.047	4.296.624
Total	\$ 41.908.207	\$ 81.510.422

(1) La variación entre 31 diciembre 2018 y 2017 corresponde principalmente al anticipo de compras de energía del cliente Electricaribe S.A E.S.P pactado bilateralmente previo recaudo para entrega de energía por \$45.607.964.

(2) Corresponde a ingresos recibidos por anticipado por ventas parciales de predios por \$3.818.047 y la variación se presenta principalmente por el reconocimiento en el 2017 al ingreso de la prima no reembolsable por respaldo de energía con el cliente Termonorte por \$478.577.

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 a 31 de diciembre de 2018:

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 AméricasS.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

Composición Accionaria a 31 de diciembre de 2017:

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 de Bogotá S. A. E.S.P.(1) (2)	43,57%	55.758.250	100%	20.952.601	51,51 %	76.710.851
Enel AméricasS.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 de 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.

- (2) Como resultado de la sesión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. del pasado 6 de octubre de 2017, fue aprobado el cambio de denominación social por Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P.

Distribución de dividendos

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

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

La Asamblea General de Accionistas del 28 de marzo de 2017, según Acta No. 96, ordenó distribuir dividendos por \$527.607.248 con cargo a la utilidad neta de 31 de diciembre de 2016. Los dividendos sobre la utilidad de 2016, se pagan así: El 100% del dividendo preferente y el 38% del dividendo ordinario; el 15 de mayo de 2017, el 37% el 27 de octubre, quedando pendiente de pago el 25% el 15 de enero de 2018.

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

El 4 de diciembre de 2017, Enel Américas S.A fue notificado de la solicitud de inicio de trámite 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 que 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.

La pretensiones de la demandan son (i) Declaración del incumplimiento del AMI por parte de Enel Américas S.A (ii) Legitimidad del Grupo Energía de 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.

Estando fijada la fecha para la instalación del Tribunal el GEB decide retirar la demanda para realizar reformas, incluir nuevos temas, forzando una acumulación con otras 23 solicitudes de trámite arbitral que están en curso. La demanda nueva esta próxima a ser notificada a ENEL AMERICAS para la conformación del Tribunal.

Este proceso es atendido directamente por los abogados de Enel Américas, considerando la fase inicial del proceso, la contingencia se califica como remota.



Tribunales de Arbitramento del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. versus. Codensa S.A. E.S.P. y Emgesa S.A E.S.P.

Se encuentran en curso 23 solicitudes de trámite arbitral instauradas por el socio local Grupo Energía Bogotá contra Codensa – Emgesa 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 distribución de utilidades.

Las pretensiones de la demanda son similares indicando que las decisiones están viciadas porque contravienen una norma imperativa, son nulas absolutamente por objeto y causa ilícita, contravienen lo indicado en el AMI respecto a distribución de utilidades y haberse aprobado algunos textos de actas estando en curso un arbitramento. La cuantía es indeterminada sin embargo, están se involucran las decisiones tomadas en torno a operaciones con empresas vinculadas económicas de alto impacto para el negocio. El 5 de julio de 2018 se llevó a cabo el sorteo de los árbitros ante la negativa de acuerdo para su designación y acumulación sugerida con el arbitramento contra ENEL AMERICAS. El proceso se encuentra en la etapa de designación de árbitros y revelaciones de éstos y de las partes.

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

- (1) Grupo Energía de Bogotá contra el Grupo, relacionado con la impugnación de Actas 451 del 14 de diciembre de 2017 y 452 del 23 de enero de 2018 (se refieren a la reconstrucción de los hechos y aclaración de autorización para compra de energía Proyecto el Paso).
- (2) Grupo Energía de Bogotá contra el Grupo, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva N. 453 del 21 de febrero de 2018. (Por la cual se aprobó el texto del acta de Junta Directiva N. 452 de enero de 2018 y decisión de llevar a la Asamblea General de Accionistas el proyecto de distribución de utilidades para el ejercicio 2017).
- (3) Grupo Energía de Bogotá contra el Grupo, relacionado con la impugnación del Acta N. 98 del 13 de febrero de 2018 de la Asamblea Extraordinaria de Accionistas del Grupo (Por la cual se votó la ratificación de la compra de energía a Enel Green Power SAS ESP del Proyecto El Paso y revalidación de lo actuado por la Administración). Levantamiento del conflicto de interés.
- (4) Grupo Energía de Bogotá contra el Grupo, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva N. 454 del 20 de marzo de 2018 (Por la cual se omite someter a votación el “Informe especial NDA tripartita entre Codensa, Emgesa y EnerNOC”. Conflicto de interés.
- (5) Grupo Energía de Bogotá contra el Grupo, relacionado con la impugnación del Acta de Asamblea General Acta N 99 del 20 de marzo 2018 (Por la cual se aprobó el proyecto de distribución de utilidades para el ejercicio 2017, no se aprobó propuesta de modificación de Estatutos Sociales presentado por GEB, se ratificaron las operaciones con vinculados económicos del Grupo en el 2017, se levantó conflicto de interés en operaciones con vinculados económicos del ejercicio 2018).
- (6) Grupo Energía de Bogotá contra el Grupo, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 455 del 24 de abril de 2018 (En la cual se aprobó la ampliación del contrato intercompany con Enel Italia S.R.L, respecto del “Servicio de Cloud, licencias y Servicios de Ciberseguridad y Habilitación Digital” y llevó la proposición de aprobación del “Technical Services”).
- (7) Grupo Energía de Bogotá contra el Grupo, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 456 del 22 de mayo de 2018 (En la cual se aprobó la contratación con Enel Italia S.R.L respecto de los “Servicios de Ciberseguridad y Desarrollo y Suministro de Plataformas IT”).

- (8) Grupo Energía de Bogotá contra el Grupo, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 457 del 20 de junio de 2018 (Por no someter a aprobación de la Junta Directiva la discusión sobre la “Evolución de la imagen Emgesa-Enel-Emgesa”.
- (9) Grupo Energía de Bogotá contra el Grupo, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 458 del 17 de julio de 2018 (relativa a la presentación como informe especial del “Edificio Corporativo Enel Colombia” y modificación de Competencias de órganos de Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas”). Igualmente por ser inexacto el contenido del acta frente a lo realmente ocurrido en la reunión).“
- (10) Grupo Energía de Bogotá contra el Grupo, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 459 del 21 de agosto de 2018 (relativa a la inexactitud del contenido del acta frente a lo realmente ocurrido en la reunión, no se dejaron las constancias de la intervención de algunos miembros, por ejemplo relacionadas con el contrato entre el Grupo y EGP o conflictos de interés y presentación indebida de informes especiales por ejemplo “Próxima necesidad de capitalización de SPCC” donde la información se modificó minutos antes de la reunión).
- (11) Grupo Energía de Bogotá contra el Grupo, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 460 del 25 de septiembre de 2018 (relativa a la aprobación de la capitalización de SPCC por parte del Grupo, Alianza Comercial Emgesa–Codensa y aprobación del Thecnical Services. Igualmente al informe especial sobre la declaración de interés a la CREG para participar en la subasta de cargo por confiabilidad para el proyecto solar El Paso y generación térmica New Cartagena, Contrato de Mandato entre Emgesa y Codensa para el reparto de facturas a clientes de mercado no regulado del Grupo, y evolución de la marca Emgesa a Enel Emgesa). Se plantea conflicto de interés y no someter a aprobación de la Junta Directiva lo llevado como informe especial.
- (12) Grupo Energía de Bogotá contra del Grupo, relacionado con la impugnación del Acta de Asamblea Extraordinaria de Accionistas Acta N 100 del 20 de septiembre de 2018 (relativa al levantamiento de conflicto de interés y ratificación de operaciones con vinculados económicos: Contrato de Mandato entre Emgesa y Codensa para el reparto de facturas en las zonas de Bogotá; Acuerdo Marco de Cooperación Empresarial entre Emgesa y Codensa; Compras de capacidad de transporte de Gas Natural; Capitalización de SPCC; Servicio de supervisión, control, operación, y apoyo técnico en temas de operación y mantenimiento prestados por el Grupo a EGP; Servicios de Gestión de Proyectos prestados por EGP al Grupo; NDA con Enel Green Power con el fin de buscar oportunidades comerciales; Contrato Grupo Éxito; Venta de Gas Natural a TGI SA ESP; Aportes del Grupo a la Fundación Enel Colombia) en la medida que no se proporcionó información suficiente, no se levantó conflicto de interés debidamente y la Asamblea no podía ratificar operaciones con vinculados económicos frente a contratos celebrados con más de un año de anterioridad.
- (13) Grupo Energía de Bogotá contra el Grupo, relacionado con la impugnación del Acta de Junta Directiva Acta N 462 del 23 de octubre de 2018 (relativa a la autorización para la venta de energía y renovación del contrato de usufructo PCH Rio Negro hasta la fecha de venta del activo). Se plantea que no existió suficiente información para la Junta Directiva y que existe conflicto de interés para renovar el contrato.

Reservas

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Reserva Legal (1)	\$ 327.611.157	\$ 327.611.157
Reserva (Art. 130 ET) (2)	238.961.345	241.806.480
Otras Reservas	178.127	178.127
	\$ 566.750.629	\$ 569.595.764



(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 20 de marzo de 2018, según Acta No. 99, ordenó la reversión de reserva fiscal por \$2.845.136, por concepto de la depreciación de los activos que contablemente resultó superior a la fiscal al 31 de diciembre de 2017. 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.

20. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Venta de Energía (1)	\$	3.602.700.224	\$	3.343.060.416
Venta de Gas (2)		64.752.527		56.945.227
Total ingresos de actividades ordinarias	\$	3.667.452.751	\$	3.400.005.643
Otros Ingresos		6.975.328		11.294.752
Total ingresos de contratos con clientes	\$	3.674.428.079	\$	3.411.300.395
Otros ingresos fuera del alcance de NIIF 15				
Indemnización por daños (3)	\$	41.429.686	\$	3.386.597
Multas y sanciones		1.520.061		9.727.026
Ingreso desviación comercializador		700.152		233.993
Otros servicios técnicos		314.810		17.474
Arrendamientos de inmuebles SD		144.519		424.978
Total Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de explotación	\$	3.718.537.307	\$	3.425.090.463

(1) La variación en las ventas de energía incluyendo las ventas en bolsa a 31 de diciembre de 2018 se presenta principalmente por:

- a) Aumento de la demanda en 379 Gwh para el mercado no regulado, mayores ventas por \$186.969.483.
- b) Disminución de la demanda en 705 Gwh para vinculados económicos, de acuerdo al modelo de contratación en el año 2017 se estaban emitiendo 13 facturas y a partir de julio de 2018 se emiten 10 facturas por \$37.281.645
- c) Aumento de la demanda en 342 Gwh para el mercado mayorista, mayores ventas por \$60.355.404.
- d) Aumento en las ventas en bolsa en 375 Gwh, impactando los ingresos por este mercado en \$49.596.566.

(2) Las ventas de gas presentan un aumento respecto 2017 por \$7.807.300, principalmente por variación de volumen de ventas y TRM.

(3) La variación se presenta principalmente por indemnización recibida por parte de Mapfre correspondiente a los siniestros ocurridos en la central Guavio por \$41.426.510.

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.

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

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 serían 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 ésta entidad. Esto permitirá obtener un fallo en menos tiempo, 5 años aproximadamente para primera y segunda instancia. El 5 de julio de 2017, se contestó la reforma de la demanda por parte de la CREG. El Tribunal Administrativo de Cundinamarca fijó 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 3 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 2018 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. Al 31 de diciembre de 2018 no presenta actualización adicional.

Estos ingresos son generados en Colombia.

Categorías	Satisfacción de las obligaciones de desempeño	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Venta de Energía Mercado Mayorista	–A lo largo del tiempo	\$ 2.080.341.260	\$ 2.057.267.501
Venta de Energía Clientes no Regulados	–A lo largo del tiempo	1.308.338.030	1.121.368.547
Venta en Bolsa de Energía	–A lo largo del tiempo	214.020.934	164.424.368
Total Venta de Energía		\$ 3.602.700.224	\$ 3.343.060.416
Venta de Gas	–A lo largo del tiempo	\$ 64.752.527	\$ 56.945.227
Total Venta de Gas		64.752.527	56.945.227
Otros Ingresos	–A lo largo del tiempo/en un punto del tiempo	6.975.328	11.294.752
Total Otros Ingresos		\$ 6.975.328	\$ 11.294.752
Total Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes		\$ 3.674.428.079	\$ 3.411.300.395
Otros ingresos fuera del alcance de NIIF 15			
Indemnización por daños		\$ 41.429.686	\$ 3.386.597
Multas y sanciones		1.520.061	9.727.026
Ingreso desviación comercializador		700.152	233.993
Otros servicios técnicos		314.810	17.474
Arrendamientos de inmuebles SD		144.519	424.978
Total Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de explotación		\$ 3.718.537.307	\$ 3.425.090.463





Activos y pasivos contractuales

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

pagos por parte de los clientes, y el Grupo ha satisfecho todas las obligaciones de desempeño.

Pasivos contractuales: El Grupo presenta los pasivos del contrato en el estado de situación financiera, en el rubro de otros pasivos no financieros corrientes (Ver nota 18). 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 2018	
- Clientes Mayoristas	\$	29.573.526
- Clientes No Regulados		8.516.634
	\$	38.090.160

Satisfacción de las obligaciones de desempeño

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

- Venta de Energía Clientes No regulados, Mayoristas y Bolsa.

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

Las obligaciones de desempeño, satisfechas en un punto del tiempo son aquellas que no cumplen para que

sean satisfechos los requerimientos para ser satisfechas a lo largo del tiempo. Algunas obligaciones de desempeño satisfechas en un punto de los tiempos presentados en esta categoría corresponden a suministro de bienes.

Obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño corresponden a los compromisos de transferir a un cliente una serie de bienes o servicios distintos, o una serie de bienes o servicios distintos, pero que sustancialmente son los mismos y tienen el mismo patrón de transferencia a los clientes.

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

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 de energía	
Venta en Bolsa de Energía	- Otros servicios complementarios	- Corresponde a suministro de energía a través del administrador del sistema XM
	- Despacho por seguridad	
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
		- Corresponde a operación de venta, administración y mantenimiento de otros conceptos fuera del core de negocio
Otros Ingresos	- Comisiones y venta de otros bienes	- Corresponde a los ingresos percibidos por excedentes de energía en firme, para respaldar la indisponibilidad de plantas de otros agentes
	- Cargos por confiabilidad	

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 usos 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. De igual forma percibe ingresos por desviaciones de los comercializados y por respaldo de energía en el mercado secundario. Estos ingresos se reconocen en la medida que el control de los mismos es transferido a los clientes, y estos tienen la capacidad de dirigir los bienes y/o servicios suministrados, obteniendo los beneficios económicos asociados a los mismos.

- Componente financiero significativo

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 la misma por sucesos futuros. De igual forma la entidad no presenta ventas a plazos de los bienes y/o servicios suministrados a los clientes.

Calendario de satisfacción de las obligaciones de desempeño

Para las obligaciones de desempeño satisfechas a lo largo del tiempo, el método de medición del progreso de la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza por el método del producto, debido a que 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

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

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Compras de energía (1)	\$	565.949.033	\$	487.393.265
Gastos de transporte de energía (2)		422.323.722		378.883.232
Otros aprovisionamientos variables y servicios (3)		172.330.287		117.561.089
Impuestos asociados al negocio (4)		110.408.114		105.087.626
Consumo de combustible (5)		95.896.510		40.624.527
Compra de gas (6)		44.492.924		40.117.228
	\$	1.411.400.590	\$	1.169.666.967

- (1) Corresponde principalmente a compras de energía en bloque por el incremento en la oferta en 760 GWh y mayor nivel de contratación por \$ 78.555.768.
- (2) Incremento en los gastos de transporte asociados a la energía facturada para el mercado no regulado, aumento en el número de clientes y en cargos regulados derivados de la actualización del IPP por \$43.440.490.
- (3) Otros aprovisionamientos variables y servicios

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Restricciones (a)	\$	126.976.298	\$	88.351.225
CostoCND, CRD, SIC		15.946.119		15.594.842
Mercado Secundario Cargo por Confiabilidad (b)		18.583.840		1.014.885
Otros servicios de apoyo a la generación		8.125.653		8.753.366
Servicios de lectura		138.591		128.353
Contribuciones Entes Reguladores		2.559.786		3.718.418
	\$	172.330.287	\$	117.561.089

- (a) Corresponde a las limitaciones que tiene el sistema Interconectado Nacional–SIN, para atender los requerimientos de energía. Las restricciones dan lugar a generaciones de energía forzadas que pueden ser más costosas que las generaciones en condiciones ideales.

El aumento de las restricciones se sustenta en que a partir de la declaración del fenómeno del niño se expidió la Resolución 195 de 2016 y transfiere los costos de las plantas térmicas con líquidos al valor de las restricciones (estas no tienen techo), en forma adicional se han aumentado los atentados a la infraestructura del sistema interconectado nacional lo cual aumenta las restricciones. En cuanto a los costos de las plantas térmicas la idea es que el mercado por 36 meses tenga las restricciones que cubran los gastos generados por el fenómeno de El Niño asociados a la operación de las mismas.

- (b) El aumento en las compras del mercado secundario está dada por el mantenimiento programado de la central Guavio, comprendida entre octubre y noviembre del 2018. Adicionalmente, no se contaba con disponibilidad suficiente de energía de respaldo, para cubrir con recursos propios las indisponibilidades fortuitas o programadas de otros recursos del parque generador, por tanto se recurrió a negociaciones con terceros para obtener una mayor remuneración del cargo por confiabilidad a través del respaldo oportuno de recursos.

- (4) Impuestos asociados al negocio y otros aprovisionamientos variables y servicios

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Contribuciones y Regalías Ley 99 de 1993 (a)	\$	76.018.733	\$	64.291.672
Fondo Solidaridad Reforma Ley 633 (b)		26.684.086		27.587.156
Otros impuestos locales asociados al negocio		3.963.315		10.614.260
Impuesto de Industria y Comercio		3.741.980		2.594.538
	\$	110.408.114	\$	105.087.626

(a) De acuerdo con la Ley 99 de 1993, El Grupo está obligada a efectuar transferencias para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental a los municipios y corporaciones autónomas regionales, equivalentes al 6% de las ventas brutas de energía por generación propia en las plantas hidráulicas, y el 4% en las plantas térmicas, de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la Comisión Regulatoria de Energía y Gas (CREG).

(b) De acuerdo 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.

(5) Aumento en consumo de combustible líquido para la generación de la central Cartegena por \$52.691.224 y carbón para la generación de la central Termozipa por \$2.580.759.

(6) Variación por las compras de gas natural en 8.488.595 M3 equivalente a \$4.375.696 por aumento en la comercialización.

22. Gastos de personal

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Sueldos y salarios (1)	\$	72.023.506	\$	62.676.043
Servicio seguridad social y otras cargas sociales		18.634.489		16.175.893
Gasto por obligación por beneficios por planes de retiro (2)		872.607		-
Otros gastos de personal		595.429		895.140
Gasto por obligación por beneficios post empleo (3)		(1.411.017)		785.929
	\$	90.715.014	\$	80.533.005

(1) Los sueldos y salarios para el 2018 y 2017 se constituyen de los siguientes conceptos:

Descripción	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Salario	\$	49.944.228	\$	43.359.652
Bonificaciones		8.363.642		5.314.953
Vacaciones		4.444.957		4.929.710
Prima de Servicios		4.005.758		3.582.920
Cesantías		3.269.268		3.012.494
Amortización Beneficios Empleados		1.995.653		2.476.314
Total sueldos y salarios	\$	72.023.506	\$	62.676.043





(2) Durante el 2018 el valor corresponde a reconocimiento de costos por plan de retiro voluntario dirigido a las personas de generación bajo la modalidad de renta temporal, el cual tuvo como resultado seis (6) participantes accediendo al beneficio de la renta, auxilio y seguro de vida.

(3) Bono de retiro: corresponde a los gastos (recuperaciones) asociados a la provisión de bono de retiro del personal directivo.

23. Otros Gastos Fijos de Explotación

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1) \$	43.136.033	\$ 41.215.470
Otros suministros y servicios	37.818.611	33.444.470
Primas de seguros	21.829.703	21.249.657
Reparaciones y conservación	14.821.068	11.856.759
Tributos y tasas (2)	5.218.980	17.611.171
Arrendamientos y cánones	3.329.658	3.267.621
Gastos de Transportes y viajes	3.108.152	3.272.161
\$	129.262.205	\$ 131.917.309

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

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Mantenimiento y operación centrales \$	19.915.115	\$ 24.211.558
Otros contratos de administración y operación	8.863.448	2.612.748
Servicios de desarrollo de software y aplicaciones informáticas	5.947.779	5.347.926
Casino y cafetería	3.079.864	3.941.815
Honorarios	2.157.472	1.714.689
Servicio de telecomunicaciones	1.615.981	1.714.086
Materiales y suministros de oficina	705.987	318.953
Seguridad industrial	417.681	714.348
Combustibles y lubricantes	432.706	639.347
\$	43.136.033	\$ 41.215.470

(2) Corresponde principalmente al reconocimiento del impuesto a la riqueza que en 2017 por \$12.531.610, de acuerdo con la Ley 1739 de diciembre de 2014 que creó el impuesto a la riqueza por los años 2016 a 2017 para las personas jurídicas.

Así mismo incluye impuesto predial por \$3.232.666 y \$ 3.063.556 para los años 2018 y 2017 respectivamente.

24. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Depreciaciones (1) \$	206.738.696	\$ 203.530.060
Deterioro activos financieros (2)	2.426.192	(429.180)
Amortizaciones (Ver nota 10)	9.722.059	6.917.664
\$	218.886.947	\$ 210.018.544

- (1) Al 31 de diciembre de 2018 presentó un incremento principalmente por la depreciación generada en las centrales hidráulicas por \$3.817.489, centrales térmicas por \$385.483, las construcciones y maquinarias presentan una disminución por \$1.032.466; el gasto de la depreciación de activos renting en el 2018 es de \$ 38.130.
- (2) Al 31 de diciembre de 2018, se presenta una variación en el deterioro de activos financieros, principalmente por el cálculo bajo IFRS 9 por la pérdida de crédito esperada de la cartera comercial determinada por el modelo simplificado individual; el Grupo provisionó el 100% de la cartera que se tenía de acuerdo al análisis realizado, la cual se encuentra clasificada por concepto (Ver nota 7).

25. Resultados financieros

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (1)	\$	20.717.384	\$	22.156.697
Intereses de cuentas por cobrar		2.373.586		2.582.043
Intereses por financiación a clientes		1.572.661		2.242.019
Ingresos financieros, netos		24.663.631		26.980.759
Obligaciones financieras (2)		(302.794.692)		(342.190.090)
Otros costos financieros		(14.348.397)		(27.059.388)
Gravamen a los movimientos financieros		(9.557.490)		(8.877.923)
Obligación por beneficios post empleo		(5.764.714)		(5.481.412)
Arrendamientos financieros (Leasing)		(501.320)		(739.911)
Gastos financieros	\$	(332.966.613)	\$	(384.348.724)
Gasto financieros capitalizado (3)		7.977.253		5.745.998
Gastos financieros, netos	\$	(324.989.360)	\$	(378.602.726)
Ingreso por diferencia en cambio realizada (4)		23.029.861		9.805.149
Gasto por diferencia en cambio no realizada (4)		(23.816.697)		(10.250.982)
Diferencias de cambio, neto	\$	(786.836)	\$	(445.833)
Total resultado financiero neto	\$	(301.112.565)	\$	(352.067.800)

- (1) Corresponde principalmente a rendimientos financieros de moneda nacional de depósitos e inversiones en diferentes entidades financieras supervisadas y controladas por la Superintendencia Financiera de Colombia. La variación del 2018 corresponde principalmente a:
- (a) El Banco de la República a inicios del 2017 tenía una tasa del 7,50% y realizó reducciones de tasa durante el año cerrando en el 4,75%, la tasa promedio para el 2017 fue de 5,92%. Durante el 2018 la tasa de intervención del banco tuvo dos reducciones pasando del 4,75% al 4,5% el 30 de enero y el 30 de abril al 4,25%, tasa que se mantuvo al 31 de diciembre de 2018. La tasa promedio para el 2018 fue de 4,38%.
- (b) Las rentabilidades de las colocaciones promedio del Grupo durante 2018 y 2017 fue de 4,56%. y 6.72% respectivamente
- (2) Las obligaciones financieras a 31 diciembre de 2018, 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	\$ 283.196.383
Club Deal	13.616.296
Préstamos Bancarios (Banco de Crédito del Perú)	5.982.013
Total gasto de obligaciones financieras	\$ 302.794.692



Las obligaciones financieras a diciembre 31 de 2017 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	\$ 313.380.997
Club Deal	23.104.095
Préstamos Bancarios (Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ)	3.911.920
Préstamos Bancarios (Banco de Crédito del Perú)	1.793.078
Total gasto de obligaciones financieras	\$ 342.190.090

(3) El gasto financiero capitalizable en el 2018 corresponde a los siguientes proyectos:

Central	Proyecto	Valor
Térmica	Proyecto BEEP OTHERS (Proyecto de mejoramiento ambiental Termozipa)	\$ 2.602.811
Hidráulica	Obras adicionales presa central Quimbo	2.572.106
Térmica	Proyecto Life Extensión Termozipa	1.709.115
Térmica	Obras e instalaciones de equipos central Termozipa	983.804
Hidráulica	Válvula esférica DN450 Guavio	74.049
Hidráulica	Obras e instalaciones de equipos central Betania	35.368
Total		\$ 7.977.253

La tasa nominal anual para capitalización de costos por intereses al 31 de diciembre de 2018 corresponde a 7,70%.

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

Al 31 de diciembre de 2018			
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio	
Saldos en bancos	\$ 8.538.768	\$ (19.099.426)	
Cuentas comerciales, neto	3.937.714	(788.382)	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	250.500	(50.196)	
Otros activos	359.925	(1.261.616)	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	
Total activos	\$ 13.086.907	\$ (21.199.620)	
Cuentas por pagar bienes y servicios	8.503.350	(2.467.960)	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	1.439.604	(149.113)	
Total pasivos	9.942.954	(2.617.074)	
Total diferencia en cambio	\$ 23.029.861	\$ (23.816.694)	

Al 31 de diciembre de 2017			
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio	
Saldos en bancos	\$ (8.812.788)	\$ 8.012.394	
Cuentas comerciales, neto	(4.007)	2.247	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	(176)	-	
Otros activos	(197.849)	99.787	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	22.268	
Total activos	\$ (9.014.820)	\$ 8.136.696	
Cuentas por pagar bienes y servicios	(741.645)	1.914.560	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	(48.684)	199.430	
Total pasivos	(790.329)	2.113.990	
Total diferencia en cambio	\$ (9.805.149)	\$ 10.250.686	

26. Venta y disposición de activos

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Resultado en Venta de Activos	\$ (6.719.474)	\$ (30.200.139)
	\$ (6.719.474)	\$ (30.200.139)

Al 31 de diciembre de 2018 se realizaron bajas por \$6.719.474, las cuales corresponde a: bajas central Termozipa \$4.310.890; bajas centrales hidráulicas \$1.038.080; válvula DN450 Guavio \$1.137.529; renting y vehículos \$94.423; maquinaria y equipo \$92.463; bajas de predios \$46.089.

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:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Impuesto corriente renta	\$ 433.587.173	\$ 410.679.198
Sobre tasa de Renta	52.518.264	72.418.146
Impuesto por ganancia ocasional	1.515	6.517
	\$ 486.106.952	\$ 483.103.861
Impuesto de renta años anteriores (1)	(528.589)	(5.050.622)
Movimiento impuesto diferido	62.297.486	88.244.645
	\$ 547.875.849	\$ 566.297.884

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 año 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 2018 liberados \$ 2.845.136, quedando un saldo de reserva por \$ 238.961.345

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

- (a) El valor por ajuste por depreciación de activos fijos \$16.351.125 valor que fue tomado como mayor deducción por depreciación para la renta del 2017.
- (b) Valor ajuste de renta 2017 por (\$466.527) el cual corresponde a diferencia entre el valor provisionado y el gasto real de la declaración de renta.
- (c) Valor de impuesto diferido por diferencia entre el costo fiscal y contable de los activos fijos, además de las diferencias temporarias por \$15.522.300



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 2018:

Reconciliación tasa efectiva de impuestos	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Ganancia (Pérdida) del período	\$ 1.020.338.194	\$ 887.059.773
Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	547.875.849	566.297.884
Ganancia (Pérdida) antes de impuesto	1.568.214.043	1.453.357.657
Tasa legal de impuesto vigente	37%	40%
Impuesto según tasa legal vigente	(580.239.196)	(581.343.063)
Diferencias permanentes:		
Impuestos no deducibles (1)	(1.871.224)	(1.993.448)
Impuesto a la riqueza no deducibles	0	(5.012.644)
Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (2)	(210.320)	(440.715)
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes	6.007.047	1.007.780
Intereses presuntos	(12.000)	(6.846)
Depreciación contable valor depreciación fiscal	8.351.919	7.342.724
Deducciones por activos fijos reales productivos	7.307.761	9.148.913
Utilidad por venta de activos fijos gravados con ganancia ocasional	1.514	6.517
Otras diferencias permanentes	32.000	(30.077)
Ajuste renta año 2017 declaración de renta (3)	6.152.520	5.046.319
Ajuste diferencial tasas–ajuste diferido años anteriores (Reforma tributaria) (4)	6.604.130	-23.344
Total diferencias permanentes	32.363.347	15.045.179
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	\$ (547.875.849)	\$ (566.297.884)

(1) Corresponde principalmente al 37% del gravamen a los movimientos financieros por \$1.768.136, al impuesto de alumbrado público \$102.744.

(2) Corresponde al 37% provisiones de gastos no deducibles por \$ 210.320

(3) Corresponde al ajuste de la declaración del impuesto sobre la renta en 2017 por \$6.152.503.

(4) Corresponde al ajuste del impuesto diferido, con ocasión al ajuste de diferencias temporarias en la declaración del impuesto sobre la renta en 2017 por \$ 5.623.931 y actualización de impuesto diferido según las tasas futuras expedidas por la reforma tributaria Ley 1943 de 2018 por (\$ 12.258.411)

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 2018, no se tiene acciones comunes adquiridas por el Grupo.

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios	\$ 1.020.338.194	\$ 887.059.773
Dividendos Preferenciales (1)	7.537.642	6.921.248
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios ajustado por Dividendos Preferenciales	1.012.800.552	880.138.525
Promedio ponderado de las acciones en circulación	148.914.162	148.914.162
Utilidad por acción básica (*)	\$ 6.801,24	\$ 5.910,37

(*) Cifra expresada en pesos colombianos

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

- (1) Del total de acciones del Grupo Energía de 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:

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017	
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:				
Ganancias (Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (1)	\$	(1.342.940)	\$	(2.432.130)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)		(5.747.248)		145.401
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo (4)		959		-
Otro resultado que no se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	\$	(7.089.229)	\$	(2.286.729)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:				
Ganancias (Pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		3.754.778		(5.288.417)
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	\$	3.754.778	\$	(5.288.417)
Impuesto a la ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (3)		564.163		226.749
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificara al impuesto del periodo	\$	564.163	\$	226.749
Impuesto a la ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos				
Efecto de impuesto por coberturas de flujos de efectivo (5)		(363.953)		224.383
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificara al impuesto del periodo	\$	(363.953)	\$	224.383
Total otro resultado integral	\$	(3.134.241)	\$	(7.124.013)

- (1) Al 31 de diciembre de 2018, 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 2018 y 2017 las pérdidas actuariales con efecto en el patrimonio se presentan a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas
Saldo Inicial	\$ (18.183.432)	\$ 120.287	\$ (19.178.502)	\$ 743.209
Ganancia (pérdida) actuarial	4.909.146	838.102	768.321	(622.922)
Impuesto Corriente y Diferido	564.163		226.749	-
Saldo Final	\$ (12.710.123)	\$ 958.389	\$ (18.183.432)	\$ 120.287

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 2018 y 2017, respectivamente, como se detalla a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Impuesto a las ganancias	\$ 465.205	\$ 147.698
Impuesto diferido	(1.029.368)	79.051
Saldo Final	\$ (564.163)	\$ 226.749

(4) Al 31 de diciembre de 2018, 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 2018 y 2017, corresponde al impuesto diferido relacionado con las coberturas de flujos de efectivo, detallado a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Impuesto diferido relacionado con coberturas de flujos de efectivo	\$ (363.953)	\$ 224.383
Saldo Final	\$ (363.953)	\$ 224.383

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 2018			
	(en EUR)	(en US Dólares)	(en CHF Franco Suizo)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	2.872,45	530.288,44	0	1.733.976
Deudores	1.186.142,69	1.991.980,37	0	10.879.899
Cuentas por pagar	(5.038.517)	(2.087.142)	(244.473)	(26.307.071)
Posición (pasiva) neta	(3.849.502)	435.127	(244.473)	(13.693.196)

	Al 31 de diciembre de 2017		
	(en EUR)	(en US Dólares)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	6.336	76.582	251.225
Deudores	6.286,56	724.948,82	2.185.773,15
Cuentas por pagar	(3.498.846)	(7.566.214)	(35.114.578)
Posición (pasiva) neta	(3.486.223)	(6.764.683)	(32.677.580)

31. Sanciones

A 31 de diciembre de 2018 el estatus de las sanciones se presenta a continuación:

a) No se encuentra pendiente resolución alguna que implique una posible sanción por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por incumplimientos consistentes en la violación del ordenamiento jurídico, específicamente la Ley 142, la Ley 143 y la Regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Con corte a 31 de diciembre de 2018, solo existe un procedimiento sancionatorio que se cerró en el 2013 cuya sanción consistió en una amonestación (sin valor pecuniario), por asuntos semejantes a los mencionados en este párrafo.

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.

- b) La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó al Grupo por \$758.864, por 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 solicitud de conciliación para agotar requisito de procedibilidad y se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho. (Acciones judiciales).
- c) La Corporación Autónoma Regional del alto magdalena (CAM) impuso tres (3) sanciones consistentes en una multa por \$50.670 cada una, las siguientes son las resoluciones y los hechos por los cuales nos sancionan:
- » Resolución No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona al Grupo por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea.
 - » 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.
 - » Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona al Grupo por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de La Galda.
- d) El día 12 de julio el Grupo fue notificado de la Resolución en la cual la Superintendencia de Puertos y Transportes confirmó, en instancia de reposición, una sanción impuesta a SPCC por el no reporte de la información a que refiere la circular 88 del 2016, referente a la capacidad de atención de vehículos por día y la capacidad de almacenamiento de cada operación portuaria. El monto de la sanción es de \$18.443. Se presentó el recurso de reposición y en subsidio de apelación, y en este recurso se confirmó la sanción. Se presentó acción de Nulidad y Restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento, al 31 de diciembre de 2018 no presenta actualizaciones adicionales.

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

Se presentaron las conciliaciones como requisito de procedibilidad para luego presentar las respectivas demandas de nulidad de restablecimiento y del derecho.

El proceso de la solicitud de conciliación se presentó dentro de los cuatro meses antes del vencimiento del término, proceso del cual no se obtuvo respuesta y se procedió a radicar demandas.

32. Otros seguros

El Grupo adicionalmente a los seguros relacionados con la Propiedad, Planta y Equipo (*ver nota 11*), cuenta con los siguientes:

Bien/persona asegurada	Riesgos cubiertos	Valor asegurado	Vencimiento	Compañía aseguradora
Empleados con contrato directo con el Grupo	Muerte, incapacidad total y permanente	Suma asegurada máxima individual: \$1.800.000	01/01/2019	HDI Seguros de Vida
Consejeros o directivos	Responsabilidad civil de directores y administradores	\$ 15.773.178	10/11/2019	SBS Seguros



33. Compromisos y contingencias

I. Compromisos de compra:

El Grupo al 31 de diciembre de 2018 tiene compromisos por compra de energía, gas natural y carbón así:

Periodo	Gas Natural		Carbón		Energía		Total
2019-2022	\$	177.724.128	\$	61.521.263	\$	302.212.000	\$ 541.457.391
Total	\$	177.724.128	\$	61.521.263	\$	302.212.000	\$ 541.457.391

Al 31 de diciembre de 2018 la Compañía tiene compromisos de venta de energía en contratos de largo

plazo para el periodo de 2019-2023 por \$9.589.726.000

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 río 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 millones, dichos recursos 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 Río 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 dará 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.

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.

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

Los principales procesos jurídicos que tiene el Grupo al 31 de diciembre 2018 calificados como eventuales:

Procesos	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	Terminó la etapa probatoria y el caso pasó al despacho del Tribunal para Sentencia desde el primero de diciembre del 2016.
Tito Toledo y Otros	2017	33.716.615	Daños y perjuicios ocasionados a causa del PHEQ a su labor de mineros artesanales de predios del A.I.D.	El 21 noviembre 2018 regresa el expediente del Tribunal Administrativo confirmando llamamientos en garantía del Ministerio de Ambiente, Ministerio de Minas y Energía y ANLA.
José Rodrigo Álvarez Alonso	2012	33.000.000	Acción de grupo Quimbo Indemnización por no inclusión de personas en el censo	En etapa de pruebas, pendiente de dictamen pericial, Juzgado cerrado desde el 31 de Octubre de 2018 por paro judicial.
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 realizó audiencia de pruebas el 22 de junio de 2018.
Jesús Maria Fernandez y Otros	2017	24.673.190	Indemnización de perjuicios en modalidad de lucro cesante por la ocupación permanente de hecho de la Represa el Quimbo en área de contrato de concesión minera – Predio La Mina.	Auto de admisión del 15 de noviembre de 2017, en término de traslado a todas las partes procesales para contestar la misma.
Ruber Cufino Hernandez y Otros	2017	18.508.364	Compensación como población no residente	El juzgado declaró falta de competencia para conocer del proceso, ahora el Grupo está pendiente que la demanda sea trasladada al juzgado competente de los Circuitos de Garzón.
Israel Urriago Longas y Otro	2015	14.519.332	Lesión enorme	Proceso en primera Instancia. Se fijó fecha para desarrollar audiencia, recaudarán pruebas pendientes y se dictará sentencia.
CHIVOR SA ESP	2006	10.892.000	Demanda de nulidad de C x C	El proceso se encuentra suspendido hasta tanto se resuelva sobre el desistimiento de la demanda por parte de Chivor SA ESP.
Fanol Bermeo Bermeo y Otros	2016	10.400.000	Daños y perjuicios ocasionados a paleros	Se celebró audiencia inicial el día 3 de abril de 2018 y posterior no ha presentado movimientos.
Carlos Arrigí Ramon	2014	10.000.000	Lesión enorme	Proceso con fallo favorable en primera Instancia. Recurso de Apelación admitido. Pendiente de fijación de fecha para Audiencia de Sustentación y Fallo en Segunda Instancia.
Aura Lucia Diaz Garcia y Otros	2017	9.880.959	Compensación como población no residente	Demandante presentó escrito reformando la demanda, pendiente de que el juzgado decida sobre la admisión de la reforma
Piscicola New York S.A., Procesadora y Com. de Alimentos S.A.–Proceal S.A., Piscicola Rios S.A.	2017	7.792.000	Se condene a las demandadas la indemnización colectiva causada por los perjuicios materiales (daño emergente) y daño moral recibidos por la construcción de la PHEQ.	En la etapa de notificación y se presentó recurso de reposición contra el auto admisorio para que se aclaren el procedimiento y los términos para contestar la demanda.
Antonio Jesús Moreno	2017	7.706.705	Compensación Población no residente	El juzgado aceptó la reforma de la demanda. Actualmente el Grupo contestó sobre la reforma y se encuentra pendiente de respuesta de parte del Juzgado.
Lucia Motta de Barrera	2016	5.596.309	Lesión enorme	Proceso en primera Instancia. Se fijó fecha para desarrollar Audiencia de que trata Art 372 del C.G. En ella se agotarán las etapas de Conciliación, Fijación del pleito, Saneamiento y decreto de pruebas.
Alba Myriam Chaux Montealegre y Otros	2017	5.531.840	Compensación Comerciantes de pescado	Se dio respuesta por parte del Grupo al demandante, dicho trámite está enfocado en la no existencia de responsabilidad por parte del Grupo. A la fecha se está en espera de recibir respuesta de la contraparte.
Yaneth Joven Suarez	2015	5.486.229	Lesión enorme	Proceso en primera Instancia. Se fijó fecha para desarrollar Audiencia de que trata Art 373 del C.G. En ella se recaudarán pruebas pendientes y se dictará sentencia.
Ricardo Rivera Chaux	2016	5.416.668	Lesión enorme	Proceso en primera Instancia. Etapa probatoria. Pendiente recaudo de testimonios.
TOTAL		\$ 285.120.211		





Los principales procesos fiscales que tiene el Grupo al 31 de diciembre 2018 calificados como eventuales:

Impuesto de Industria y Comercio (ICA)

Las Compañías de la línea de generación de energía han sido requeridas por algunos municipios con el fin de tributar por concepto de ICA sobre la base de sus ingresos; sin embargo, ello desconoce la aplicación del régimen especial contenido en la Ley 56 de 1981, según el cual este tributo se debe liquidar teniendo en cuenta la capacidad de generación de energía instalada en planta.

En relación con lo anterior, vale la pena destacar la acción de nulidad y restablecimiento del derecho, promovida contra la liquidación de aforo proferidas por el Municipio de Guachené, por concepto de ICA de las vigencias fiscales 2012 a 2016, cuya cuantía asciende a \$3.362.000.

El Grupo, junto con sus asesores externos e internos, con base en criterios jurisprudenciales reiterados, concluyeron que los eventos contingentes relacionados con el impuesto de industria y comercio tienen una probabilidad de pérdida inferior al 50%. Lo anterior, en la medida que la Corte Constitucional declaró la exequibilidad del artículo 181 de la Ley 1607 de 2014 el cual reiteró que la venta de energía es la culminación de la actividad de generación por lo que siempre que la energía vendida haya sido generada por la vendedora, se grava con ICA únicamente en el municipio donde se encuentre ubicada la planta y en función de la capacidad instalada de la misma. El Consejo de Estado asumió lo expuesto por la Corte Constitucional y en 2016 resolvió varios procesos favorables a los intereses del Grupo.

Impuesto de Renta Año Gravable 2003

El proceso tiene su fundamento en el no reconocimiento por parte de la DIAN de los beneficios derivados de la aplicación de la Ley Páez. En ese orden, la autoridad tributaria considera que el Grupo no era objeto de la aplicación de los beneficios provenientes de dicha Ley sobre la totalidad de sus ingresos.

La cuantía del proceso asciende a \$117.113.000. El Grupo junto con sus asesores externos, concluyeron que el evento contingente relacionado con la renta del 2003, tiene una probabilidad de pérdida inferior al 50%.

Tasa de aprovechamiento forestal

En virtud del Acuerdo 048 de 1982 proferido por el Inderena, la CAM profirió Resolución No. 237 del 14 de febrero de 2014 en la que liquida una tasa de aprovechamiento forestal a cargo del Grupo por la supuesta prestación de servicios técnicos. La defensa del Grupo se fundamenta en el cobro ilegal de la tasa toda vez que el Acuerdo 048 adolece de nulidad sobreviniente además de que la CAM no ha prestado servicio alguno al Grupo. De manera simultánea, se demandó en acción de simple nulidad el Acuerdo 048 de 1982 proferido por el Inderena.

La cuantía del proceso asciende a \$28.605.000. El Grupo junto con sus asesores externos, concluyeron que el evento contingente relacionado con la tasa de aprovechamiento forestal, tiene una probabilidad de pérdida inferior al 50%.

Impuesto de Renta Año Gravable 2013

El origen de la fiscalización es el Contrato de Estabilidad Jurídica en el cual se incluyó un cronograma de inversión estimada que, según la DIAN, sirve de límite para calcular la deducción por inversión en activos fijos reales productivos; sin embargo, el Grupo realizó una inversión superior a la estimada en el Contrato (lo que implicó el pago de una prima adicional), razón por la cual se calculó la deducción tomando como base la inversión efectivamente realizada y no la inversión estimada. La DIAN sostiene que la deducción debe ser calculada en función de la inversión estimada y no en función de la inversión real, razón por la cual rechaza la deducción que excede a la inversión estimada generando así un mayor impuesto a cargo del Grupo.

Esta demanda se radicó el 14 de abril de 2018 y la cuantía asciende a \$45.395.000. El Grupo junto con sus asesores externos, concluyeron que el evento contingente tiene una probabilidad de pérdida inferior al 50%.

Compensar - Contribución de solidaridad

Compensar presentó demanda contra el Grupo con el fin de obtener la devolución de \$679.641.826 originados en el retardo en el pago de la contribución de solidaridad desde el mes de mayo de 2009 hasta el mes de julio de 2012. Compensar alega que se encuentra excluida de la contribución en tres de sus sedes por ser una entidad sin ánimo de lucro que desarrolla actividades asistenciales en esas sedes. El Grupo concedió la exclusión y posteriormente revocó dicha concesión y realizó el cobro retroactivo a Compensar en virtud de la Oferta Mercantil suscrita entre las Partes.

El 18 de julio de 2017 se llevó a cabo audiencia inicial en la que se interpusieron recursos de apelación contra la decisión de la magistrada de no declarar probadas las excepciones de falta de competencia e inepta demanda, y contra la decisión de falta de legitimación por pasiva de la SSPD. El 19 de julio de 2017 el proceso fue enviado a Consejo de Estado. El 2 de agosto de 2017 el proceso fue repartido al Consejero Milton Chaves.

El 10 de agosto de 2018 Auto declarada probada la excepción de inepta demanda por no demandar las facturas originales y ordena terminar el proceso y regresar al Tribunal Administrativo de Cundinamarca (TAC) una vez ejecutoriado. El 15 de agosto de 2018 se produce la ejecutoria del auto y Compensar radica incidente de nulidad y sustitución de poder. El 22 de agosto de 2018 entra al Despacho. El 05 de octubre de 2018 auto corre traslado de solicitud de nulidad de Compensar. El 10 octubre de 2018 el Grupo corre traslado de la solicitud de nulidad. El 17 de octubre de 2018 entra al despacho para decidir. El 07 de diciembre de 2018 Auto niega la solicitud de nulidad formulada por Compensar y ordena remitir a TAC. Con lo anterior el proceso terminó a favor del Grupo, por lo que es procedente levantar la provisión, sin embargo el Grupo espera en el 2019 que llegué el proceso al Tribunal de origen y este de cumplimiento a la orden del superior y archiven el proceso, decisión que no puede contradecir la de terminación del proceso.

34. Mercado de Derivados Energéticos

Desde el 2016 el Grupo se encuentra en el mercado de derivados Energéticos con el objetivo de celebrar contratos de futuros de energía con los cuales busca mitigar el riesgo asociado a la volatilidad de precios de la energía en el mercado SPOT, administrando así su portafolio de contratos.

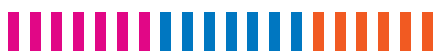
En mayo 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social del Grupo, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación, es así que a diciembre 2018 se liquidaron 0,75 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura. Así mismo existen contratos de venta de futuros de energía por 18 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación.

Al 31 de diciembre de 2018, existen contratos de compra de futuros de energía por 5.28 GWh, se liquidaron 10.92 GWh de contratos de venta y 7.2 GWh de compra de futuros de energía.

A continuación la valoración MTM de futuros vigentes a diciembre 2018:

Operación	MTM	No. Operaciones
Compra	44.000	24
Negocio	(87.000)	24
Venta	0	0

Las anteriores operaciones son respaldadas por garantías las cuales a 31 de diciembre 2018 ascienden en efectivo en \$663.748 y en TES \$1.149.872, 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 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. Actualmente el Grupo no tiene contratado un swap de tasa de interés.

Tasa de Interés	Al 31 de Diciembre de 2018			Al 31 de Diciembre de 2017		
	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP		Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP	
IPC	+/- 5,14%	(+/-) \$	133.171.674	+/- 5,59%	(+/-) \$	157.846.931
IBR	+/- 4,08%	(+/-) \$	6.380.346	+/- 3,68%	(+/-) \$	9.566.080

(*) Las variaciones o movimientos de las tasas de interés se calcularon con base en su volatilidad histórica en un periodo de tres años (2016-2018 y 2015-2017 para los cálculos de 2018 y 2017 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).

Riesgo de “commodities”

El Grupo se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de “commodities” (mercado 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)	\$ 514.955.997	\$ 334.375.537	\$ 849.331.534	\$ 1.506.232.438	\$ 1.106.354.093	\$ 907.687.827	\$ 162.364.060	\$ 3.682.638.418
Préstamos Bancarios (capital + intereses)	-	40.350.822	40.350.822	73.530.006	65.476.566	-	-	139.006.572
Obligaciones por leasing financiero (capital + intereses)	677.647	1.622.533	2.300.180	194.828	-	-	-	194.828
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	390.931.680	-	390.931.680	-	-	-	-	-
Total	\$ 906.565.324	\$ 376.348.892	\$ 1.282.914.216	\$ 1.579.957.272	\$ 1.171.830.659	\$ 907.687.827	\$ 162.364.060	\$ 3.821.839.818



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 calificador de riesgo reconocida y legalmente establecida en Colombia. Para las calificaciones de riesgo internacional serán aceptables las otorgadas por Moody's, S&P y Fitch. Cuando una Contraparte Financiera cuente con más de una calificación, se tomará la más baja para efectos de lo dispuesto en este numeral.

Las operaciones de excedentes de liquidez deben cumplir los siguientes criterios generales:

- » **Seguridad:** Con el objetivo de preservar el valor del portafolio de inversiones, los recursos disponibles a ser colocados deben cumplir con los requisitos de calificación crediticia contenida en este documento.
- » **Liquidez:** Los instrumentos que hacen parte de las inversiones deben contar con alta liquidez en el mercado.
- » **Rentabilidad:** Dentro de los límites de riesgo permitidos se debe buscar el máximo retorno posible a las inversiones.
- » **Diversificación:** Se debe evitar la concentración del riesgo en un determinado tipo de emisor o contraparte.
- » **Transparencia:** Todas las operaciones y compromisos efectuados en el manejo de los recursos disponibles deben quedar explícitamente registradas y soportadas, y regirse por las normas y procedimientos vigentes.

Medición del riesgo

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.

Emgesa S.A. E.S.P. y su Filial
Notas a los Estados de Situación Financiera – Consolidados
(En miles de pesos)

La NIIF 9 eliminó el requisito cuantitativo de las pruebas de efectividad contemplado en NIC 39, en virtud del cual los resultados debían estar dentro del rango 80%-125%.

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 2018:

	Importes en libros		Valores razonables	
	Al 31 de diciembre de 2018			
Activos financieros (1)				
Vivienda Integral	\$	5.145.081	\$	4.777.974
Vivienda Convencionado		12.546.781		8.029.166
Vivienda pensionado		87.616		78.010
Otros prestamos		3.502.723		2.961.897
Vivienda PSJ		574.566		430.618
Total de activos	\$	21.856.767	\$	16.277.665
	Importes en libros		Valores razonables	
	Al 31 de diciembre de 2018			
Pasivos financieros (2)				
Bonos emitidos	\$	3.601.606.275	\$	3.815.842.555
Créditos Club Deal		150.313.620		157.743.744
Securitización		47.669.218		47.905.383
Obligaciones por leasing		2.311.246		2.483.466
Total de pasivos	\$	3.801.900.359	\$	4.023.975.148

(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 2018, 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 1 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 a los vencimientos de cada emisión.

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

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo mantiene en su estado de situación financiera los siguientes activos financieros y pasivos financieros medidos por su valor razonable, clasificados por niveles de acuerdo a la política definida 3.2.1.3. Deudas (Obligaciones financieras):

Activos Financieros	Nivel 3
Inversiones financieras–sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	\$ 1.923.593





Para la medición a valor razonable de este instrumento de patrimonio se tomó como base la participación del Grupo en el patrimonio de Electricaribe, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, dado que no hay comparables en el mercado, esta metodología es la misma aplicada en el periodo anterior.

	Nivel 2
Instrumentos derivados (Ver Nota 5)	\$ 582.398
Pasivos Financieros	
Instrumentos derivados (Ver Nota 12)	\$ 1.922.833

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 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo amortizado				
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 642.057.649	\$ -	\$ 563.999.875	\$ -
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	153.055.126	16.979.005	274.644.719	17.663.575
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	135.316.410	-	1.994.975	-
Otros activos financieros	85.387.200	-	60.670.320	-
Total activos financieros a costo amortizado	\$ 1.015.816.385	\$ 16.979.005	\$ 901.309.889	\$ 17.663.575
Valor razonable con cambios en resultados				
Otros activos financieros	582.398	-	3.690.097	-
Total activos Financieros a valor razonable con cambios en resultados	\$ 582.398	\$ -	\$ 3.690.097	\$ -
Valor razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	-	1.923.594	-	3.266.532
Total activos financieros a valor razonable con cambios en ORI	\$ -	\$ 1.923.594	\$ -	\$ 3.266.532

Pasivos Financieros	Al 31 de diciembre de 2018		Al 31 de diciembre de 2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo amortizado				
Otros pasivos financieros	\$ 759.721.448	\$ 3.042.178.911	\$ 457.709.908	\$ 3.723.182.711
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	391.391.284	-	217.065.049	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	189.450.577	-	156.792.322	-
Total activos financieros a costo amortizado	\$ 1.340.563.309	\$ 3.042.178.911	\$ 831.567.279	\$ 3.723.182.711
Valor razonable con cambios en resultados				
Otros pasivos financieros	1.922.833	-	4.872.195	-
Total pasivos Financieros a valor razonable con cambios en resultados	\$ 1.922.833	\$ -	\$ 4.872.195	\$ -

38. Aprobación de Estados Financieros

Los estados financieros de propósito general del Grupo al 31 de diciembre de 2018, fueron aprobados por el Comité de Auditoría según Acta No. 056 del 20 de febrero de 2019 y recomendados por la Junta Directiva según Acta No 466 del 20 de febrero de 2019 con el fin de ser presentados a la Asamblea General de Accionistas conforme a lo dispuesto en el Código de Comercio.

39. Eventos Subsecuentes

Cancelación crédito intercompañía:

El 11 de febrero de 2019 Codensa S.A. E.S.P cancelo los préstamos otorgados en diciembre por \$81.000.000 a una tasa del 6.93% E.A. los intereses pagados corresponden a \$910.745

Subasta de Contratos de Largo Plazo de Energía Medía

En enero 2019 se publicaron los pliegos de la subasta de contratos de largo plazo de energía media y la minuta del contrato por parte de la UPME y el Ministerio de Minas y Energía. El 31 de enero se entregaron los sobres de precalificación a la subasta por parte de los agentes interesados, tanto oferta como demanda.

En total se presentaron 22 proyectos de generación eólica, solar y biomasa de 15 agentes generadores, y ofertas de compra de energía por parte de 12 comercializadores. El 26 de febrero se realizará la audiencia de adjudicación.

Subasta del Cargo por Confiabilidad

En enero 2019 se publicó el reglamento general de la subasta por parte de la CREG y el reglamento operativo con el cronograma definitivo por parte de XM, quien es el administrador de la misma. El 25 de enero se reportaron los parámetros de las plantas participantes en la asignación, que se realizará el 28 de febrero.

Pago de dividendos

El 16 de enero de 2019 se pagó el excedente de los dividendos correspondientes a la utilidad de 2017 por \$154.284.402

40. Contrato de Concesión

Se 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 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, Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (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 (en adelante ANI) solicitud de traslado del plan de inversiones contractual para un inicio de obras de construcción en agosto de 2018 y finalización de las mismas en enero de 2019.

El 5 de enero de 2018, la Compañía recibió respuesta por parte de la ANI, en la cual manifiesta la no aceptación a la solicitud de reprogramación del plan de inversiones; la Compañía 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 iniciarán 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 SPCC 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 SPCC 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 la Sociedad por un valor total de capitalización de ocho mil trescientos noventa y un millones cuatrocientos sesenta mil pesos (COP 8'391.460.000). Esto dada las necesidades manifestadas por la Junta Directiva de SPCC 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 SPCC, como también los contratos necesarios para ejecutar las obras requeridas. A la fecha la administración de SPCC se encuentra dando cumplimiento a lo ordenado por la Junta Directiva.

El 16 de octubre de 2018, la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. 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 de la referencia.

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 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 portuaria central Cartagena S.A. y SUMMUM PROJECTS S.A.S.



enel.com.co