

Memoria  
Anual  
2016



Grupo Enel



# Tabla de contenidos

## La Compañía, su contexto y principales resultados

- 5 > ESTRUCTURA DE PROPIEDAD
- 5 > COMPOSICIÓN ACCIONARIA
- 6 > JUNTA DIRECTIVA
- 7 > COMITÉ DE AUDITORÍA
- 7 > COMITÉ DE BUEN GOBIERNO Y EVALUACIÓN
- 9 > OBJETO SOCIAL
- 11 > CARTA A LOS ACCIONISTAS

## Nuestra cadena de valor

- 17 > GENERACIÓN DE ENERGÍA
- 23 > GESTIÓN DE LA ENERGÍA
- 35 > GESTIÓN DE DESARROLLO DEL NEGOCIO
- 39 > GESTIÓN DE COMPRAS Y APROVISIONAMIENTO

## Así nos proyectamos al entorno

- 45 > GESTIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD
- 51 > GESTIÓN REGULATORIA, RELACIONAMIENTO INSTITUCIONAL Y MEDIO AMBIENTE
- 57 > GESTIÓN DE COMUNICACIÓN

## Una gestión interna que apalanca resultados

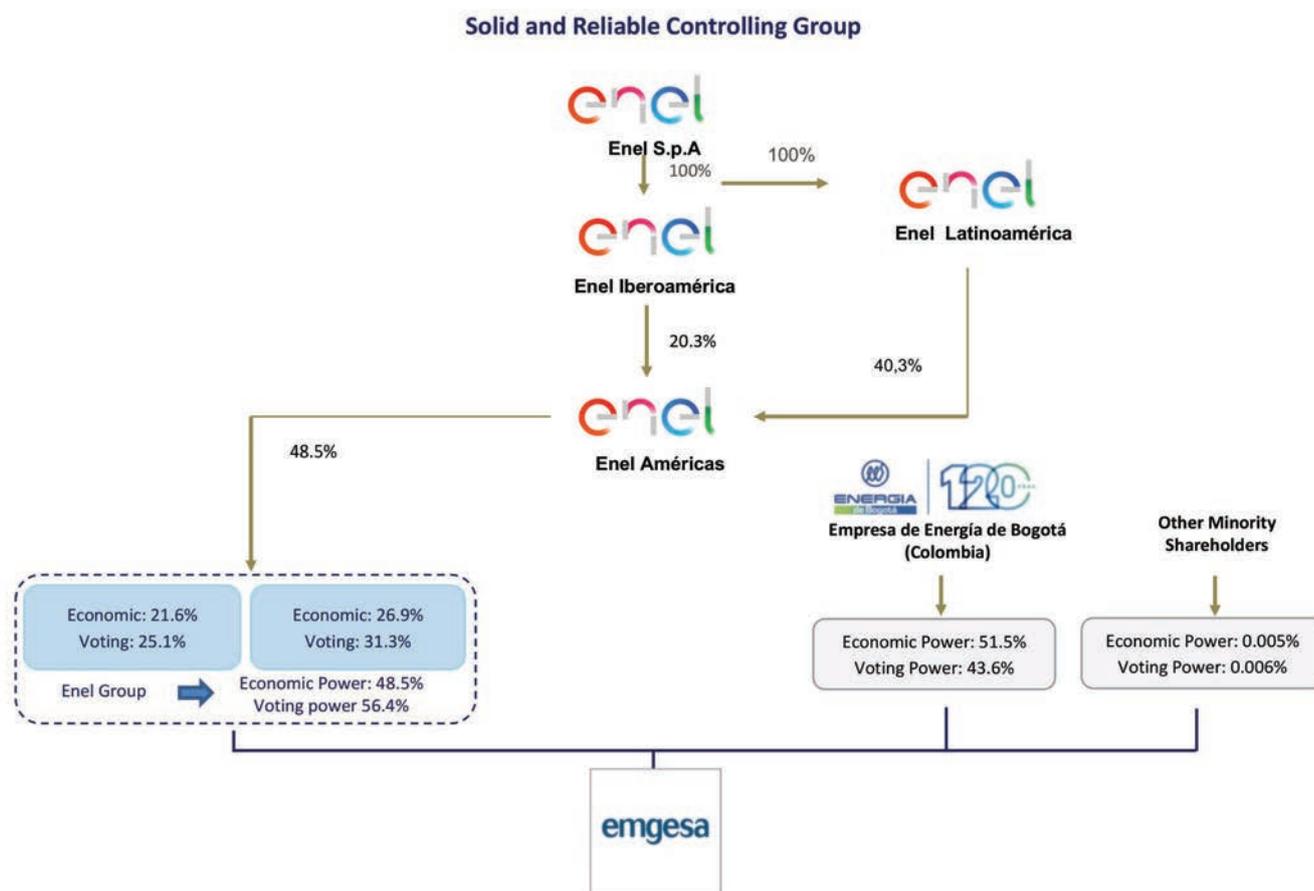
- 61 > GESTIÓN DE PERSONAL
- 73 > GESTIÓN DE AUDITORÍA INTERNA
- 77 > GESTIÓN JURÍDICA
- 81 > GESTIÓN DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
- 85 > GESTIÓN DE SERVICIOS ADMINISTRATIVOS Y SEGURIDAD

## Resultados financieros

- 91 > GESTIÓN FINANCIERA
- 99 > ESTADOS FINANCIEROS
- 209 > CÓDIGO DE COMERCIO
- 216 > INFORME ESPECIAL DEL GRUPO EMPRESARIAL



# Estructura de propiedad



# Composición accionaria

Accionista	Acciones ordinarias	% ord.	Acciones preferencial	% pref.	Acciones totales	% Total
Empresa de Energía de Bogotá S.A.	55.758.250	43,5742%	20.952.601	100%	76.710.851	51,5135%
Enel Américas S.A.	72.195.996	56,4201%	-	0%	72.195.996	48,4816%
Otros accionistas minoritarios	7.315	0,0057	0	0	7.315	0,0049
<b>Total</b>	<b>127.961.561</b>	<b>100,0000%</b>	<b>20.952.601</b>	<b>100,0000%</b>	<b>148.914.162</b>	<b>100,0000%</b>

# Junta Directiva

RENGLÓN	PRINCIPAL	SUPLENTE
<b>PRIMERO</b>	BRUNO RIGA	DIANA MARCELA JIMÉNEZ
<b>SEGUNDO</b>	LUCIO RUBIO DÍAZ	FERNANDO GUTIÉRREZ MEDINA
<b>TERCERO</b>	JOSÉ ANTONIO VARGAS LLERAS	DANIELE CAPRINI
<b>CUARTO</b>	ASTRID ÁLVAREZ HERNÁNDEZ	DIANA MARGARITA VIVAS
<b>QUINTO</b>	JOSÉ ALEJANDRO HERRERA LOZANO	SERGIO GÓMEZ NAVARRO
<b>SEXTO (Independiente)</b>	MARÍA CONSUELO ARAÚJO	RICARDO ROMERO RAAD
<b>SÉPTIMO (Independiente)</b>	LUISA FERNANDA LAFAURIE	ANDRÉS LÓPEZ VALDERRAMA

## Presidente Junta Directiva

José Antonio Vargas Lleras

## Primer suplente del Gerente General

Lucio Rubio Díaz

## Gerente General

Bruno Riga

## Segundo suplente del Gerente General

Fernando Javier Gutiérrez Medina

## Comité de auditoría

PRINCIPAL	SUPLENTE
LUCIO RUBIO DÍAZ	FERNANDO GUTIÉRREZ MEDINA
ASTRID ÁLVAREZ HERNÁNDEZ	DIANA MARGARITA VIVAS
MARÍA CONSUELO ARAÚJO	RICARDO ROMERO RAAD
LUISA FERNANDA LAFAURIE	ANDRÉS LÓPEZ VALDERRAMA

## Comité de buen gobierno

PRINCIPAL	SUPLENTE
LUCIO RUBIO DÍAZ	FERNANDO GUTIÉRREZ MEDINA
JOSÉ ANTONIO VARGAS LLERAS	DANIELE CAPRINI
ASTRID ÁLVAREZ HERNÁNDEZ	DIANA MARGARITA VIVAS





## Objeto social

“La sociedad tiene como objeto principal la generación y la comercialización de energía eléctrica en los términos de la ley 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicionen, 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 la 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. De igual manera, la sociedad podrá promover o fundar establecimientos o agencias en Colombia o en el exterior, adquirir a cualquier título toda clase de bienes muebles o inmuebles, arrendarlos, enajenarlos, gravarlos y darlos en garantía; explotar marcas, nombres comerciales, patentes, invenciones o cualquier otro bien incorporal; participar en licitaciones públicas y privadas; celebrar y ejecutar toda clase de contratos y de actos, bien sea civiles, laborales, comerciales o financieros o de cualquier naturaleza que sean necesarios, convenientes o apropiados para el logro de sus fines; dar a, o recibir de, sus accionistas, matrices, subsidiarias, y terceros dinero en mutuo; girar, aceptar, endosar, cobrar y pagar toda clase de títulos valores, instrumentos negociables, acciones, títulos ejecutivos y demás; celebrar contratos de sociedad o adquirir acciones en sociedades y participar como socia en otras empresas de servicios públicos; escindirse, fusionarse con otras sociedades que tengan un objeto social afín; asumir cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial con personas naturales y jurídicas, nacionales y extranjeras, para adelantar actividades relacionadas, conexas y complementarias con su objeto social.”





# Carta a los accionistas

Estimados accionistas:

Nos complace compartir los sobresalientes logros alcanzados por la Compañía en el año 2016, los cuales responden al planteamiento de una estrategia renovada y basada en un concepto inspirador: Open power para resolver los mayores desafíos, así como al reflejo del trabajo en equipo, de la pasión por los buenos resultados y del gran compromiso por llevar a nuestros clientes un producto con calidad, que apalanque el desarrollo y el crecimiento de las comunidades donde operamos.

El 2016 se caracterizó por ser el año de menor crecimiento macroeconómico en el último quinquenio. Los impactos por situaciones externas de mercado, derivados de la caída de los precios internacionales del petróleo, además de los eventos naturales y sociales internos como el fenómeno de El Niño y el paro camionero, impactaron el crecimiento económico.

Estos choques, sumados al alza de la inflación, llevaron al Banco de la República a incrementar sus tipos de interés hasta el 7,75% a lo largo del año, lo cual finalmente contribuyó a que el aumento del PIB fuera inferior al 3%. No obstante, tanto el Gobierno como los agentes del mercado coinciden en esperar que en el 2017 repunte nuevamente hasta situarse por encima de 3%.

Según el Gobierno, habría un empujón adicional a la economía con la reforma tributaria, la cual le permitirá al país capturar nuevas fuentes de ingresos para continuar con los proyectos de inversión en infraestructura necesaria a mediano plazo. Además, confía en que durante el año entrante el precio del barril de crudo se ubique en promedio por encima de los 50 dólares, lo cual serviría para reactivar la exploración y explotación de campos que hoy están inactivos.

En materia cambiaria no hubo grandes sobresaltos en el 2016. Las expectativas de tasa de cambio estuvieron rondando los 3.000 pesos (cerrando en promedio a 3.050 pesos/dólar) aunque se prevé una caída en 2017 hasta cerrar en promedio en 2.850 pesos.

El Índice de Precios al Consumidor (IPC) presentó una variación de 5,75% en 2016, disminuyendo en 1,02 puntos porcentuales a la inflación presentada en 2015 (6,77%). Por su parte, el Índice de Precios al Productor (IPP) presentó una variación de 2,16% en 2016, inferior en 3,32 puntos porcentuales frente a la variación presentada en 2015 (5,48%). Ambos indicadores, que inciden en el precio de nuestras compras en contratos de energía eléctrica, en balance conllevaron un efecto positivo en nuestros ingresos.

La demanda nacional de energía durante el año 2016 fue de 66,32 TWh, 0,2% mayor respecto al año anterior. La demanda máxima de potencia se presentó el 15 de diciembre, al alcanzar los 9.904 MW. Esta cifra disminuyó en un 1,9% respecto al máximo del año anterior (10.095 MW).

La oferta de energía eléctrica en Colombia en 2016 se caracterizó por presentar condiciones muy secas en los primeros cuatro meses del año y mayores hidrologías en el último trimestre. De agosto hasta diciembre se registraron condiciones propias de un evento La Niña de intensidad débil. El precio promedio de bolsa del año fue de 300 \$/kWh, decreció un 21% con respecto a 2015 cuando se situó en 378 \$/kWh.

El primer semestre del año 2016, caracterizado por los bajos aportes hidrológicos, producto del fenómeno El Niño en su fase terminal, orientó la gestión a cumplir los compromisos de entrega de energía adquiridos a través del cargo por confiabilidad. Este propósito se logró incluso entregando energía adicional (+234 GWh) y cubriendo a otros agentes deficitarios, lo que contribuyó a cubrir la demanda en un periodo de escasez por el que atravesó el país. Así mismo se garantizó y aseguró la disponibilidad y logística de los combustibles de las centrales térmicas mediante la diversificación de proveedores, bajo nuevo procedimiento de selección de proponentes de carbón. Se desarrolló además una gestión óptima de los embalses de los recursos hidráulicos, logrando posicionarse como el agente de mayor generación del SIN, al abastecer el 23% de la demanda con una generación total de 14,95 TWh.

Lo anterior, se resume en una gestión óptima del portafolio que contribuyó a la consecución de un margen variable anual (gross margin) de \$2,2 billones COP (14% superior al año 2015), cifra récord en la historia de la Compañía.

La gestión de los activos del portafolio de Emgesa en el 2016 se caracterizó por impulsar las ventas de energía en contratos de largo plazo (mayor a 7 años), brindando beneficios para la Empresa y sus clientes, por contribuir a la eficiencia y planificación de sus operaciones y favorecer el desarrollo de nuevas fuentes de suministro.

En operaciones de venta en el mercado mayorista (convocatorias públicas o invitaciones privadas) se alcanzaron los 14,9TWh, distribuidos entre el 2016 y 2028. Con clientes del mercado no regulado, se contrataron 5,2TWh entre el 2016 al 2031 en diferentes zonas del país. En estos segmentos, mediante un plan de relacionamiento y servicio al cliente estructurado logramos un índice satisfacción de calidad de 87,6% frente a 86,2% del año anterior.

Adicionalmente, se destaca que en 2016 Emgesa ingresó al mercado de derivados energéticos con el objetivo de celebrar contratos de futuros de energía con los cuales mitigar el riesgo asociado a la volatilidad de precios en el mercado spot. Las transacciones de energía realizadas ascendieron a 89 GWh, de los cuales 4 GWh fueron liquidados en el 2016 y 85 GWh se liquidarán en el año 2017.

Las ventas totales de energía en 2016 fueron de 18.015 GWh, superiores a las presentadas en 2015 en 6,7%. De las ventas registradas en el año, 13.329 GWh correspondieron a ventas en contratos, con un incremento del 6,6% con relación al 2015, y distribuidas en 9.679 GWh con clientes del mercado mayorista y 3.650 GWh con clientes del mercado no regulado. Por su parte, spot 4.686 GWh correspondieron a las ventas en el mercado (bolsa, reconciliaciones y servicio de AGC), las cuales crecieron un 6,9% en 2016 con respecto al año anterior.

Durante el 2016, Emgesa continuó consolidándose en el mercado de comercialización de gas en Colombia, con un volumen de ventas por 87,9 Mm3, lo que representó un incremento del 59% respecto al 2015 (55,2 Mm3). Se atendieron nueve clientes industriales (no regulados) en diferentes ciudades del país y doce clientes en boca de pozo (mercado secundario).

En el 2016 se llevaron a cabo programas de gestión preventiva de cobranza y aplicación de estrategias enfocadas a mejorar la gestión de recaudo de los clientes. Sin embargo, el índice promedio de cartera vencida consolidada del año alcanzó el 38,8%, afectado principalmente por la cartera del agente Electricaribe S.A. ESP, la cual asciende a \$99 mil millones y se encuentra congelada por toma de posesión de la Superintendencia de Servicios Públicos el 14 de noviembre de 2016.

La Central Hidroeléctrica El Quimbo, que entró en operación comercial el 16 de noviembre de 2015 con una potencia neta instalada de 396 MW, generó en el 2016 1.448 GWh, contribuyendo en un 10% a la generación total del portafolio de Emgesa en el año. Adicionalmente, tuvo un rol estratégico en los primeros meses del año durante el fenómeno de El Niño aportando oportunamente energía para el abastecimiento de la demanda del país.

Dos hitos relevantes en la gestión del parque generador en el 2016 fueron la entrada en operación comercial de la Planta Menor Guavio con 9,9 MW y el incremento de la capacidad efectiva neta declarada de la Central Guavio de 1.200 MW a 1.250 MW, ubicándola como la planta más grande del SIN. Con esta nueva capacidad, Emgesa cuenta con una potencia neta instalada de 3.467 MW, el 21% de la capacidad del país (de 16.595 MW), lo que la ratificó en el segundo puesto entre los agentes generadores en Colombia medido por capacidad instalada.

En materia de resultados nos es grato mencionar que los ingresos operacionales alcanzaron los \$3,5 billones, lo cual representa un incremento del 7,5% respecto al mismo periodo del año anterior, debido principalmente al aumento de los precios de la energía, producto de la escasez hidrológica de los primeros cuatro meses del año y al mayor volumen de venta en contratos.

El costo de ventas ascendió a \$1,32 billones, mostrando una disminución con respecto al año anterior del 2,0%, como consecuencia principalmente de las menores compras en el mercado spot y al menor consumo de combustibles por el incremento en la generación térmica.

Respecto a los costos fijos de operación, estos presentaron una disminución del 2,4%, alcanzando el monto de \$0,21 billones, debido principalmente al menor impuesto a la riqueza aplicable para el 2016, el cual es computado como un costo fijo en el Ebitda, como resultado de la adopción de las Normas Información Internacional Financiera (NIIF). Así, acumulado a diciembre de 2016, Emgesa generó un Ebitda de \$1,98 billones, un 15,01% mayor al generado durante el año 2015.

La utilidad neta de la Compañía durante el año 2016 fue de \$0,75 billones, un 14,8% inferior respecto al año anterior, como resultado de la no capitalización del gasto financiero asociado al Proyecto El Quimbo, y de la mayor tasa de impuesto de renta e impuesto sobre la renta para la equidad (CREE), introducido tras la última reforma tributaria.

A 31 de diciembre de 2016 los activos totales de la Compañía sumaron \$9,0 billones, dentro de los cuales el disponible e inversiones de corto plazo ascendieron a \$0,62 billones. El disponible presentó un incremento del 107,03% respecto a los saldos correspondientes al mismo corte del año anterior, debido principalmente a que al cierre del año 2016 hubo un mayor efectivo de casi \$0,1 billones con relación al año anterior, producto de la facturación y recaudo de parte de nuestros ingresos de contratos del mercado mayorista dentro del mismo mes de diciembre.

En cuanto al nivel de endeudamiento, al corte del 31 de diciembre de 2016, Emgesa registró una deuda financiera de \$4,3 billones, un 8,62% superior al endeudamiento registrado al cierre del año 2015.

Se realizaron dos emisiones de bonos durante el año por un valor total de \$0,82 billones de pesos, recursos que fueron destinados a sustituir obligaciones financieras de corto plazo y a la financiación del plan de inversiones de la Compañía. La emisión del séptimo tramo del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Emgesa se realizó el 11 de febrero de 2016 por un monto total de \$0,52 billones en dos series de tres y siete años con tasas de IPC + 3,49% e IPC + 4,69%, respectivamente. La emisión del octavo tramo por un monto total de \$0,3 billones se realizó el 27 de septiembre en una única serie a seis años a tasa fija al 7,59% E.A.

Así, la deuda financiera al 31 de diciembre de 2016 se encontraba dividida entre bonos emitidos en el mercado de capitales local por \$3,2 billones, bonos indexados a pesos colombianos emitidos en el mercado internacional por \$0,73 billones y créditos bancarios por valor de \$0,41 billones.

Emgesa mantuvo al cierre del año 2016 el 100% de su deuda en pesos. Por otra parte, el 92% de la deuda financiera era a largo plazo (tenía plazo de vencimiento remanente superior a un año). El 66% de la deuda contaba con intereses indexados al IPC, el 7% a IBR, y el 27% restante a tasa fija.

Durante el mes de octubre de 2016 Emgesa recibió por cuarto año consecutivo el reconocimiento IR (Investor Relations) por parte de la Bolsa de Valores de Colombia (BVC), por elevar voluntariamente sus modelos de gestión de revelación de información y de relación con inversionistas, por encima de las exigencias de la normatividad local, y por poner a disposición de los inversionistas información trimestral y anual en inglés y español en su sitio web.

El 4 de mayo de 2016 Fitch Ratings Colombia afirmó en AAA(col) y F1+(col) las calificaciones nacionales de largo y corto plazo respectivamente, de Emgesa S.A. ESP. Asimismo, afirmó en AAA(col) la calificación del Programa de Bonos de Emgesa por \$3,715 billones con perspectiva estable. Igualmente, la calificación internacional de la Compañía como emisor de deuda corporativa de largo plazo en moneda local y extranjera fue ratificada en BBB por Standard & Poor's el 22 de agosto de 2016 y por Fitch Ratings el 4 de mayo de 2016. En el caso de S&P la perspectiva se vio rebajada a negativa, como consecuencia del mismo movimiento negativo de la perspectiva de calificación del país, efectuado por la calificadora.

Para continuar con la culminación del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, en el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2016 se invirtieron \$0,25 billones, que corresponden a la ejecución de los montos provisionados por el saldo del presupuesto aprobado para capitalizar los costos de la Central y los costos de los compromisos de la licencia ambiental durante la etapa de operación.

La plantilla de personal de Emgesa culminó el 2016 integrada por 551 colaboradores, con los que trabajamos de la mano para seguirnos consolidando como un empleador atractivo, competitivo en el mercado laboral y siempre en la búsqueda de generar en nuestros colaboradores sentimientos de pertenencia y orgullo.

Durante 2016 continuamos trabajando para mantener nuestra certificación como Empresa Familiarmente Responsable (EFR), otorgada por la Fundación Más Familia, como reconocimiento a nuestra labor en la implementación de una nueva cultura socio-laboral y empresarial basada en la flexibilidad, el respeto y el compromiso con nuestros trabajadores, en función de promover el balance entre la vida personal, familiar y laboral.

Terminamos este recorrido por la gestión de la Compañía manifestando nuestra convicción de que las perspectivas de crecimiento de la economía colombiana, la altísima calidad y compromiso de nuestro recurso humano, así como el respaldo que brinda pertenecer a una multinacional con cobertura mundial como el Grupo Enel, nos permitirán afrontar con optimismo los retos y desafíos que se presentan en el día a día de nuestras operaciones, así como los cambios regulatorios que se avecinan en el sector eléctrico, producto de las lecciones aprendidas del reciente fenómeno de El Niño. Estos cambios van a jugar un papel importante para el futuro del sector y en nuestra opinión, favorecerán el desarrollo de nuevos proyectos en Colombia.

De otro lado, en el año 2016 se materializaron los esfuerzos del país por poner fin al conflicto armado con la guerrilla de las FARC, hecho que se constituye en uno de los principales hitos en la historia de Colombia, por sus efectos sociales, económicos y en general por lo que representa para su estabilidad. Así las cosas, el mediano plazo representa grandes retos para los actores económicos que desarrollamos actividades productivas en Colombia, debido a las reformas trascendentales que en materia política, económica y social requiere la implementación de los acuerdos de paz. No obstante, también se vislumbran en el futuro cercano oportunidades de inversión dirigida a fomentar la productividad y competitividad del país, así como garantizar la estabilidad de los acuerdos.

Adicionalmente, manifestamos que con posterioridad al cierre del ejercicio no se presentaron acontecimientos relevantes en la Compañía para mencionar.

A efectos de dar cumplimiento al artículo 47 de la Ley 222 de 1995, con relación a las operaciones realizadas con los accionistas y administradores, se informa que las mismas se ajustaron a las disposiciones legales aplicables y están debidamente reflejadas en los estados financieros. De igual manera, Emgesa cumple con las normas sobre propiedad intelectual y derechos de autor y declara que todo el software disponible para su gestión cuenta con las licencias correspondientes y cumple por tanto con las normas sobre propiedad intelectual y derechos de autor vigentes en Colombia.

Dando cumplimiento también a lo establecido en el artículo 87 de Ley 1676 de 2013, se informa que la Compañía no ha entorpecido la libre circulación de las facturas emitidas por los vendedores o proveedores.

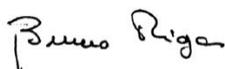
Así mismo, informamos que de conformidad con lo previsto en la ley 142 y 143 de 1994 la Sociedad cuenta con un sistema de control interno y con un auditor externo de gestión y resultados, adicionalmente durante el periodo objeto del informe la Compañía en su calidad de emisor de valores ha controlado y revelado la información financiera de conformidad con la regulación aplicable.

A continuación, y en cumplimiento de los Estatutos Sociales de Emgesa, presentamos a los señores accionistas los siguientes informes:

- > Informe de gestión del Gerente General correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2016, acogido por la Junta Directiva
- > Informe de la firma Ernst & Young Ltda., en su calidad de Revisor Fiscal.
- > Informe del Artículo 446 del Código de Comercio.
- > Informe Especial del Grupo Empresarial en cumplimiento del Artículo 29 de la ley 222 de 1995.

Para terminar, agradecemos a nuestros accionistas por el voto de confianza que nos entregan al mantener su inversión en la Compañía, el cual nos motiva cada día para generar valor y buenos resultados y así mismo, aportar al desarrollo del país.

Atentamente,



BRUNO RIGA  
Gerente General



JOSÉ ANTONIO VARGAS LLERAS  
Presidente Junta Directiva





1\_Generación de energía

La actividad de generación en el 2016 tuvo excelentes resultados técnicos gestionables. El óptimo desempeño de las plantas permitió lograr los objetivos de disponibilidad propuestos.

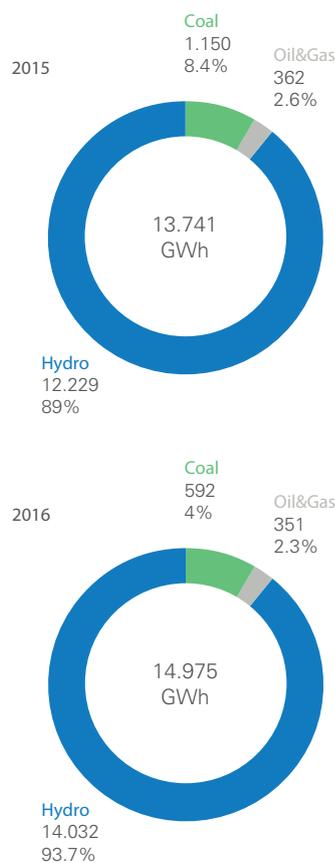
A continuación se presentan las principales acciones en temas operativos, técnicos, y proyectos de ingeniería, y los principales retos para el 2017.

## Desempeño de la operación

En el 2016 la generación de energía neta de Emgesa alcanzó los 14.975 GWh, con un incremento del 9% con respecto al 2015. Este aumento se debe principalmente a la operación de la Central Hidroeléctrica El Quimbo, la cual entró en servicio en noviembre de 2015 y en el 2016 generó 1.448 GWh.

En la siguiente gráfica se presenta el detalle de la generación neta por tecnología:

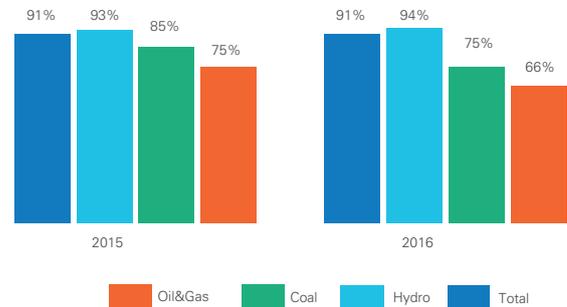
La disponibilidad del parque generador de Emgesa en el 2016 fue del 91,3%, con un incremento del 0,1% comparada con el 2015. En la siguiente gráfica se presenta el detalle de la disponibilidad por tecnología:



Gráfica 1: Generación neta por tecnología (2015-2016)

Durante el 2015 y el primer semestre del 2016 el Sistema Interconectado Nacional (SIN) vivió las consecuencias del fenómeno climático de El Niño, representadas en bajos aportes hidrológicos a los embalses y en un incremento del requerimiento de

Disponibilidad (%)



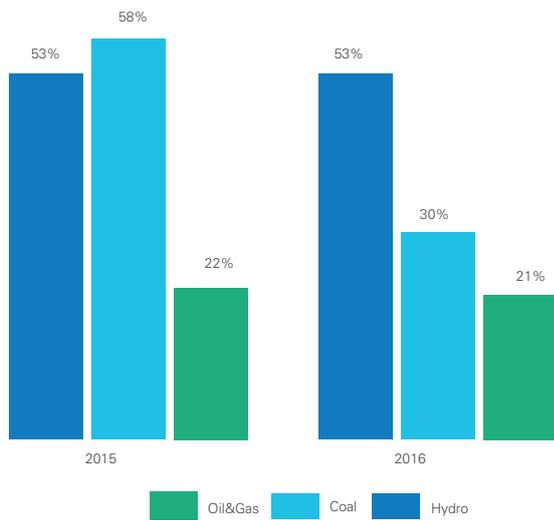
Gráfica 2: Disponibilidad por tecnología (2015-2016)

generación térmica para garantizar la atención continua de la demanda. Emgesa respondió eficientemente a este requerimiento con sus centrales térmicas. Es importante destacar que durante el 2016, posterior a la temporada de sequía, se realizó una alta inversión en modernización y mantenimientos programados de equipos principales en las centrales térmicas, razón por la cual se observa un valor menor en la disponibilidad con respecto al 2015.

Dos hitos relevantes en la gestión de la operación del parque generador en el 2016 fueron la entrada en operación comercial de la planta menor Guavio con 9,9 MW y el incremento de la capacidad efectiva neta declarada de la Central Guavio de 1.200 MW a 1.250 MW, ubicándola como la planta con mayor capacidad instalada del SIN.

En total se registraron 166.892 horas de servicio de las unidades de generación de Emgesa durante el 2016, 25.374 horas más que en el 2015. El factor de utilización finalizó en 50% comparado con 51% en el 2015. En la siguiente gráfica se presenta el detalle por tecnología de esta variable, la cual evidencia una menor utilización de la tecnología de carbón en el 2016, debido principalmente a los mantenimientos programados en todas las unidades.

Factor de Utilización (%)



Gráfica 3: Factor de utilización por tecnología

## Tecnología hidráulica

Para obtener los resultados operacionales óptimos presentados anteriormente, en las centrales de la tecnología hidráulica se materializaron durante el año diferentes acciones de inversión e intervención previamente identificadas y que se describen a continuación:

### > Central Hidroeléctrica El Guavio:

modernización de los reguladores de velocidad en las unidades 3 y 4, modernización de los centros de control de motores, *overhaul* interruptor y cambio de seccionadores, modernización de las protecciones de los ductos A y B. Además, se realizaron otros trabajos para garantizar la operación confiable y eficiente de las dos unidades generadoras auxiliares, para declararlas como planta menor, aportando su energía al Sistema de Transmisión Regional. Adicionalmente, se rehabilitaron infraestructuras civiles como el túnel Ubalá-presa y la solera del túnel Chivor.

> **Central Hidroeléctrica El Quimbo:** continúa el proceso de establecimiento de la operación normal después de la etapa de construcción del proyecto, realizando todos los mantenimientos

previstos para esta etapa.

> **Cadena Pagua:** en esta cadena se destaca el cambio de bobinado del estator realizado en las unidades 3 de Paraíso y Guaca; igualmente se desarrollaron trabajos importantes en turbina, reparación de rodetes y servomotores de aguja, así como también trabajos en rotores de generador, subestaciones de 230 kV y modernización del centro de control de motores de los sistemas auxiliares de las centrales.

> **Pondaje Alicachín:** definición y ejecución de un nuevo plan de gestión del pondaje que optimiza la utilización del agua y mejora las condiciones operativas y ambientales del mismo.

### > Central Hidroeléctrica Menor Salto II:

recuperación del puente peatonal sobre el río Bogotá en la zona de descarga del agua turbinada de la central, reemplazando componentes y utilizando uretanos de alto rendimiento a la intemperie que aumentan la vida útil de la estructura.

### > Central Hidroeléctrica Menor Tequendama:

se modernizaron CT's y PT's para seguir cumpliendo con las exigencias regulatorias.

### > Central Hidroeléctrica Menor Charquito:

se realizaron trabajos de reparación en transformadores de potencia y cojinete de turbina.

Las anteriores acciones estuvieron dirigidas a mantener la seguridad y la confiabilidad de la operación de las centrales, al garantizar la vida útil de los equipos.

## Tecnología térmica

Como se mencionó anteriormente, el desempeño de las centrales de las tecnologías térmicas (Oil&Gas y carbón) fue particularmente bueno y permitió a la Compañía contribuir a sustentar la demanda energética en un período crítico de sequía y responder a las exigencias del SIN. Las principales acciones realizadas fueron:

- > **Central Térmica Termozipa:** se realizaron dos *overhaul* menores en las unidades 3 y 5 y dos *overhaul* mayores en las unidades 2 y 4. Adicionalmente, se instaló un nuevo rotor de turbina de la unidad 4. Aprovechando las paradas de planta, se modernizó el DCS (*Distributed Control System*) de todas las unidades, se instaló un nuevo sistema de ceniza seca y se cambiaron reguladores de velocidad en las unidades 3, 4 y 5. Se aprobó un proyecto de extensión de vida útil para la Central, lo que permitirá aumentar su operación aproximadamente en 100.000 horas. En paralelo, se realizarán inversiones para lograr el mejor estándar ambiental en emisiones atmosféricas, el cual entrará en servicio en el año 2020.
- > **Central Térmica Cartagena:** se realizaron dos *retrofit* de caldera en las unidades 1 y 2, se instalaron adicionalmente protecciones de caldera BMS (*Burner Managment System*) y se actualizó el sistema de quemadores.

- > **Proyecto Guavio:** rehabilitación del túnel Chivor en su solera, hastiales, clave y sostenimiento del portal de salida. Fue necesario realizar intervención de vías de acceso para los dos frentes de trabajo con el fin de optimizar tiempos en su reparación.

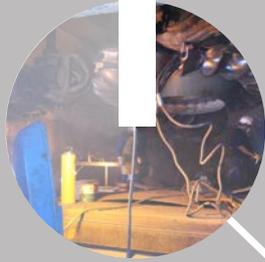
Para mantener a Emgesa como una empresa líder en el sector energético del país y contribuir a los objetivos estratégicos del Grupo Enel, se definieron algunos retos de gran impacto para el 2017 que permitirán asegurar un alto desempeño técnico del parque generador. Estos retos están enfocados mantener la confiabilidad de las plantas, mediante la ejecución de mantenimientos, pruebas de potencia reactiva, la modernización de los centro de control motores de los sistemas de auxiliares programados para las centrales, las actividades de extensión de vida útil de Central Termozipa, y la instalación de nuevas plantas de tratamiento de agua desmineralizada tanto en la Central Termozipa como en la Central Cartagena, para cumplir con estándares internacionales.

También se espera ejecutar inversiones como el proyecto de Telecontrol de las unidades generadoras en la cadena del río Bogotá, modernizar reguladores de velocidad de los generadores en algunas unidades de las centrales y gestionar la Central Rionegro (10,2 MW) en el marco del contrato de usufructo firmado entre Emgesa y Codensa.

## Proyectos de Ingeniería

- > **Proyecto Termozipa:** se realizaron mejoras sobre el sistema de enfriamiento de la planta, incluyendo el sistema de condensadores que permitieron disminuir las paradas de la central. Se mejoró el manejo del canal de cenizas, logrando una optimización en términos operativos y de costos. Adicionalmente, se realizó mantenimiento a las tres torres de refrigeración, que incluyó mejoras en estructuras mecánicas para mantenimiento de ventiladores y motores. Se terminó el diseño de la nueva vía de acceso para la entrada de vehículos pesados para optimizar el sistema de manejo del patio de carbón y del sistema de cenizas el cual está en desarrollo.







## 2\_Gestión de la energía

La gestión de la energía se orienta a la gestión de activos en el mercado mayorista y a la comercialización de energía y gas. Realiza operaciones mayoristas mediante ventas de energía a clientes no regulados y compras y ventas de energía en bloque a otros agentes del mercado. En el año 2016 se impulsaron ventas de energía en contratos de largo plazo a más de siete años, lo que generó beneficios para la Empresa y sus clientes, por contribuir a la eficiencia y planificación de sus operaciones y favorecer el desarrollo de nuevas fuentes de suministro.

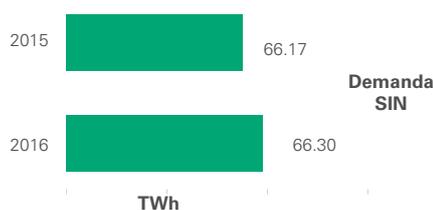
El primer semestre del año 2016, caracterizado por los bajos aportes hidrológicos, producto del fenómeno de El Niño en su fase terminal, orientó la gestión a cumplir los compromisos de entrega de energía al mercado, adquiridos a través del cargo por confiabilidad y al aseguramiento de la disponibilidad y logística de los combustibles de las centrales térmicas, así como la gestión óptima de los recursos hidráulicos. Adicionalmente, se brindó asesoría a los clientes actuales y nuevos para lograr negociaciones de energía que les permitieran asegurar el suministro a precios competitivos y lograr su sostenibilidad a largo plazo.

Se logró continuar con la consolidación y crecimiento en el mercado de gas a nivel nacional, atendiendo grandes consumidores de gas y comercializándolo entre agentes mayoristas.

Este mismo año Emgesa ingresó al mercado de derivados energéticos con el objetivo de celebrar contratos de futuros de energía con los cuales mitigar el riesgo asociado a la volatilidad de precios de la energía en el mercado spot.

## Demanda

La demanda nacional de energía durante el año 2016 fue de 66,32 TWh, 0,2% mayor respecto al año anterior. La demanda máxima de potencia se presentó el 15 de diciembre, al alcanzar los 9.904 MW. Esta cifra se disminuyó en un 1,9% respecto al máximo del año anterior (10.095 MW).



Gráfica 4: Demanda del SIN (2015-2016)

## Mercado mayorista

En el mercado mayorista se realizaron operaciones de compra y venta de energía en grandes bloques entre generadores y comercializadores para ejecutar contratos a largo plazo sujetos a precios y cantidades definidas.

Durante el 2016 Emgesa vendió energía en el mercado mayorista a través de contratos y como resultado de convocatorias públicas o invitaciones privadas, como se muestra en la siguiente tabla:

Cifras en GWh	2015	2016	Variación %
Mercado mayorista	9.070	9.679	+609 +7%

Gráfica 1: Generación neta por tecnología (2015-2016)

Emgesa participó en el 70% de los procesos licitatorios públicos del mercado colombiano y en otros procesos de venta para atender mercado regulado y/o respaldar contratos de otros generadores, alcanzando ventas de 14.900 GWh, distribuidos entre el 2016 y el 2028.

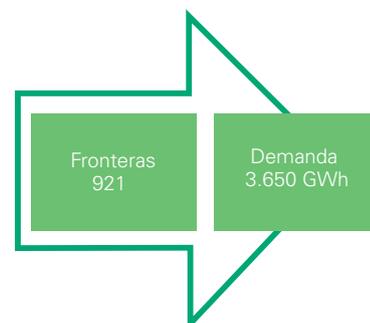
## Mercado no regulado

Las principales regiones en las cuales se evidenció el crecimiento de la venta de energía a clientes del mercado no regulado, respecto a año 2015, fueron: Costa Atlántica (54%), Zona Valle (32%) y la Zona Tolima-Huila-Caquetá (21%).

Adicionalmente en el año 2016 se vendieron 5.200 GWh en contratos entre 2016 a 2031 a clientes del mercado no regulado.

Cifras en GWh	2015	2016
Mercado no regulado	3.435	3.650

Tabla 3: Ventas mercado no regulado



# Plan de relacionamiento y atención al cliente

## Relación con clientes

Para comunicarse efectivamente con sus clientes, Emgesa ha diseñado un plan a través de distintos canales de comunicación:



## Fuerza de ventas

Como parte de la propuesta de valor a los clientes, se cuenta con un equipo de coordinadores comerciales de zona, expertos en mercado de energía, gestión de la energía, calidad de suministro y regulación del sector, quienes brindan asesoría y seguimiento personalizado. Emgesa atiende clientes a nivel nacional, su fuerza de venta se encuentra en las ciudades de Bogotá, Cali y Barranquilla.

## Call center

Los clientes tienen a su disposición líneas de atención, a nivel nacional, disponibles las 24 horas del día, los 365 días del año, mediante las cuales atiende todas las dudas y requerimientos de los clientes y las reclamaciones por calidad de suministro ante el operador de red correspondiente.

## Página web

Mediante el sitio web <http://clientes.emgesa.com.co>, los clientes de Emgesa pueden acceder a contenidos personalizados.

## Eventos y capacitaciones

Con el propósito de compartir información relevante del negocio de comercialización con los clientes, Emgesa ha desarrollado un plan de capacitación relacionado con:

- > Mercado de la energía
- > Regulación y normas vigentes
- > Uso eficiente de energía
- > Perspectivas económicas
- > Otros temas de actualidad

A cierre de 2016, cerca de 400 clientes asistieron a los eventos que hacen parte del plan de relacionamiento.

## Satisfacción de clientes

El modelo de encuesta de satisfacción de clientes de Emgesa fue diseñado para medir la percepción del mercado frente a la oferta de productos y servicios, y busca focalizar esfuerzos y recursos en los inductores de satisfacción del cliente y aquello que agregue valor al producto.

El Índice de Satisfacción de Calidad (ISCAL) se ha mantenido en niveles de excelencia en los últimos años, gracias al desarrollo del plan de relacionamiento con clientes.



El modelo de satisfacción de clientes evalúa aspectos de la relación comercial como atención por parte de su coordinador comercial, medios de comunicación, factura, imagen, entre otros.

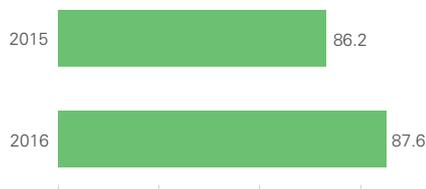


Gráfico 5: Índice de satisfacción ISCAL

## Compras de energía

Con el propósito de respaldar las ventas de energía en contratos, Emgesa compra energía por medio de contratos a otros agentes del mercado mayorista, como a generadores. En la siguiente gráfica se muestra el nivel de compras de energía al cierre de 2016:

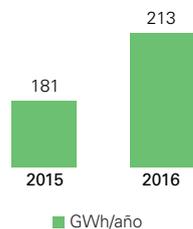


Gráfico 6: Compras de energía

Las compras en el 2016 aumentaron en un 17,7% respecto al año inmediatamente anterior.

## Transacciones mercado futuros (Derivex)

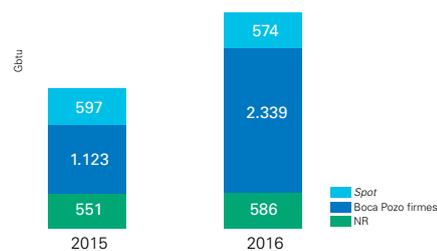
En julio de 2016, Emgesa ingresó al mercado de derivados Energéticos con el objetivo de celebrar contratos de futuros de energía con los cuales mitigar el riesgo asociado a la volatilidad de precios de la energía en el mercado *spot*. Con lo anterior, la Compañía administra su portafolio de contratos.

Las transacciones de energía realizadas en el 2016 ascendieron a 89 GWh, de los cuales 4 GWh se liquidaron en el 2016 y 85 GWh se liquidarán durante el año 2017.

## Comercialización de gas

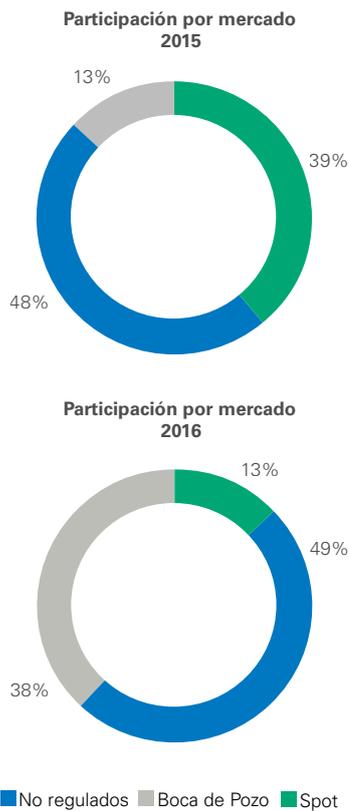
En el año 2016 se realizaron ventas por 87,9 Mm3 representando un incremento del 59% respecto al 2015 (55,2 Mm3), con lo cual la Compañía se sigue consolidando en el mercado de comercialización de gas en Colombia, al atender nueve clientes industriales (no regulados) en diferentes ciudades del país y doce clientes en boca de pozo (mercado secundario).

El mercado con mayor crecimiento fue en los clientes en boca de pozo con 108% de incremento con respecto al 2015, seguido con un 6% de incremento del mercado no regulado y una disminución del 3,4% del mercado *spot*, como se observa a continuación:



Ventas de Gas

La participación durante el año 2015 y 2016 para cada uno de los mercados por su aporte al margen variable fue:

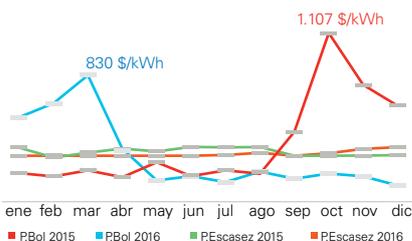


Gráfica 7: Participación en el mercado de gas (2015-2016)

## Mercado spot

El mercado *spot* o bolsa de energía es un mercado en el cual los agentes generadores y comercializadores del sector transan sus excedentes y faltantes en tiempo real, teniendo en cuenta que la energía no puede almacenarse.

El precio de escasez representa un precio techo para la demanda, a partir del cual se materializa para los agentes la exigencia de las Obligaciones de Energía Firme, mercado de obligaciones entre generadores. El precio de bolsa superó al precio de escasez desde el 20 de septiembre/15 al 12 abril/16 de forma continua.



Gráfica 8: Precio de bolsa vs. precio de escasez (2015-2016)

El precio promedio de bolsa del año fue de 300 \$/kWh, decreció un 21% con respecto a 2015.

	2016	2015	Dif	
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	%
Precio bolsa	300	378	- 78	- 21%
Precio escasez	314	330	- 16	- 5%

Tabla 3: Precio promedio de bolsa vs. precio promedio de escasez (2015-2016)

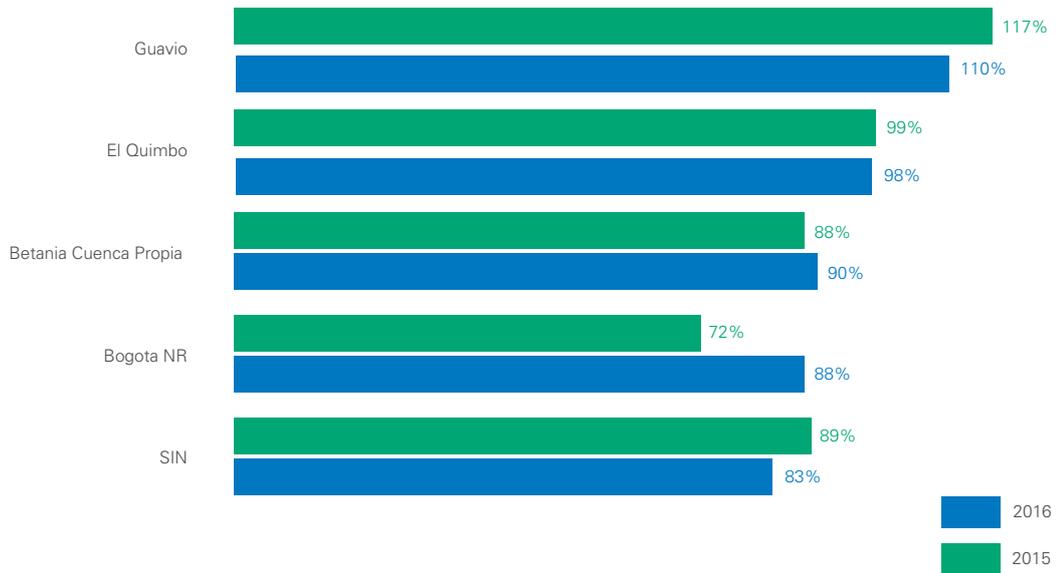
El fenómeno de El Niño se destacó por ser uno de los más intensos y largos de la historia. Entre los eventos más destacados, además de la sequía, se puede mencionar: la salida de Guatapé y Termoflores IV, que dejó casi el 10% de la energía equivalente a la demanda diaria del país atrapada; la indisponibilidad de gas y de la infraestructura de transporte de gas, que llevaron a usar centrales con combustibles líquidos; el cierre de la frontera con Venezuela, que afectaba a la importación de *fueloil*; y el desacople abrupto entre el precio de escasez y el precio de bolsa, que desencadenó en inestabilidad financiera de algunos térmicos y finalmente en una intervención por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

Emgesa cumplió en el agregado de días que se activó el precio de escasez con la entrega de sus Obligaciones de Energía Firme al sistema, incluso entregando energía adicional (234 GWh), y cubriendo a otros agentes deficitarios.

Todo lo descrito anteriormente se resume en una gestión óptima del portafolio que contribuyó a la consecución de un margen variable anual de \$2.191 miles de millones, 14% superior al año 2015.

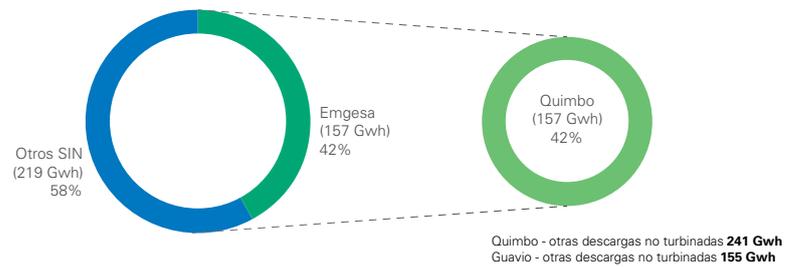
Durante el primer semestre de 2016 los aportes a nivel nacional fueron deficitarios debido al efecto del fenómeno de El Niño. A partir de agosto y hasta diciembre de 2016 se registraron condiciones propias de un evento La Niña de intensidad débil que implicaron lluvias por encima del promedio en el territorio nacional.

Los aportes hidrológicos de las cuencas aferentes a Bogotá y Betania mantuvieron un nivel bajo. Los aportes a la cuenca de El Quimbo fueron normales. Por el contrario, y por segundo año consecutivo, la cuenca afluente al Guavio recibió aportes superiores a la media.



Gráfica 9: Aportes hidrológicos expresados en porcentaje de la media histórica (2016-2016)

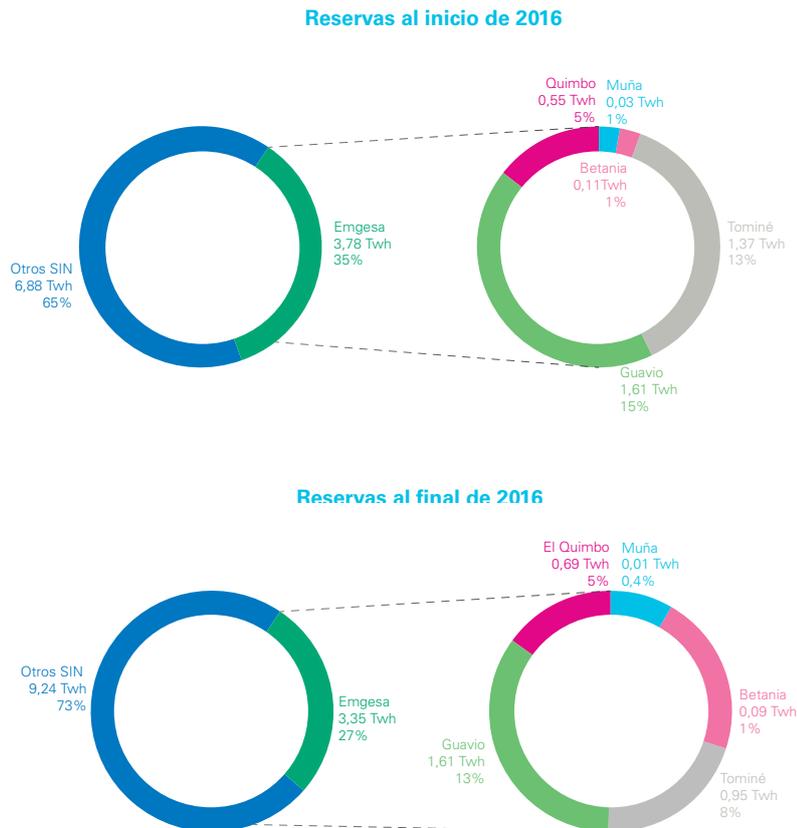
A continuación los vertimientos presentados por Emgesa (42%) respecto al comportamiento en todo el sistema:



Gráfica 10: Vertimientos en el 2016



Las reservas de Emgesa iniciaron con 3,68 TWh y finalizaron con 3,35 TWh manteniendo en promedio el 31% de las reservas del SIN durante el año:



Gráfica 11: Reservas iniciales y finales de los embalses de Emgesa (2016)

## Gestión del Cargo por Confiabilidad y mercado secundario

A partir del periodo diciembre 2015 – noviembre 2016 del Cargo por Confiabilidad (Cx), la Central El Quimbo inició su periodo de vigencia de sus obligaciones de Energía Firme (OEF), con 852 GWh para el Sistema Interconectado Nacional.

En este periodo del Cargo por Confiabilidad, Emgesa asumió Obligaciones de Energía Firme por 14.187 GWh, cumpliendo con un 97,5%, por encima del promedio de todos los agentes generadores, y teniendo en cuenta el impacto del periodo de precio de escasez y las restricciones impuestas a la planta El Quimbo.

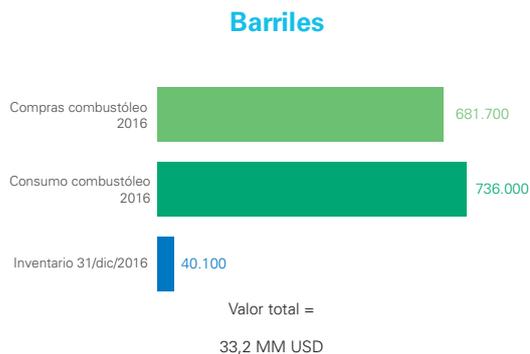
La gestión de los anillos de seguridad definidos en la reglamentación de la CREG, mercado secundario y la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV), aportaron con el 6,3% en el cumplimiento de las OEF de Emgesa.

	TOTAL GWh	TOTAL MMUSD
Remuneración asignada	14.187	231
Recibida por disponibilidad plantas	12.877	210
Recibida por gestión anillos seguridad	889	14,4

Tabla 4: Remuneración por cargo por confiabilidad y mercado secundario (2016)

# Gestión de combustibles

## Combustóleo especial



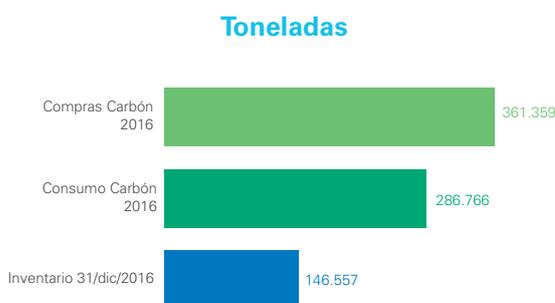
**Gráfica 12: Compras y consumo de combustóleo especial (2016)**

El consumo de combustóleo especial en el año 2016 presentó una ligera disminución en un 3% con respecto al del 2015 debido a que por evolución del fenómeno de El Niño, el mayor nivel de consumo se registró en 2015.

El volumen de compras de combustóleo especial en 2016 se redujo en un 13% frente al del 2015, sin embargo, el valor de las compras (en pesos colombianos) se redujo en un 24% en el 2016 respecto al del año anterior, debido al efecto neto de la reducción en el precio internacional del petróleo.

El volumen de inventario a 31 de diciembre de 2016 fue un 57% inferior al del cierre de 2015, debido a que al cierre del 2016 sólo dos unidades de generación se encontraron disponibles (pero no despachadas), a diferencia del 2015 en el cual se encontraban las tres unidades generando y simultáneamente se desarrollaban operaciones de ingreso de combustóleo.

## Carbón



**Gráfica 13: Compras y consumo de carbón (2016)**

Para la operación de la Central Termozipa, durante el año 2016 se realizaron compras en un volumen inferior en un 28% respecto a las realizadas en el año 2015. El valor de las compras se redujo en un 23% respecto al 2015 debido al reajuste de precios realizado en los contratos para el año 2016.

Se presentó una disminución en el consumo de carbón en un 48% debido a que por evolución del fenómeno de El Niño, el mayor nivel de consumo de carbón se registró en 2015.

Por otra parte, se presentó un incremento del nivel de inventario de carbón al cierre del año de un 106% respecto del nivel del inventario final del año anterior, debido al bajo consumo de carbón durante el segundo semestre de 2016, y también debido a que en el año 2015, por la situación alta de generación por el fenómeno de El Niño, se cerró con el inventario en un nivel muy bajo con respecto a las condiciones normales de operación.

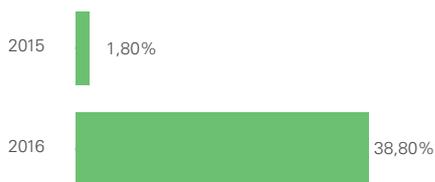
El año 2016 cerró con 22 proveedores con contratos de largo plazo con vigencia hasta el 31 de mayo de 2017, con los cuales se respaldan las Obligaciones de Energía Firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad (CxC).

Durante el año 2016 se implementó la ejecución de nuevo procedimiento para selección de proponentes de carbón, del cual resultaron seleccionados 24 proveedores con quienes se suscribieron contratos de suministro para el período de junio de 2017 a noviembre de 2019, con los que se respaldarán las Obligaciones de Energía Firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad (CxC).

## Cartera

En el 2016 se llevaron a cabo programas de gestión preventiva de cobranza y aplicación de estrategias enfocadas a mejorar la gestión de recaudo de los clientes, con apertura de nuevos canales de pago, obteniendo un índice de cartera en el mercado no regulado a cierre de año de 1,3%.

No obstante a lo anterior, el índice promedio de cartera vencida consolidada del año alcanzó el 38,8%, viéndose afectado principalmente por la cartera del agente Electricaribe S.A. ESP, la cual asciende a \$99 mil millones y se encuentra congelada por toma de posesión de la Superintendencia de Servicios Públicos el 14 de noviembre de 2016. Otro rubro significativo en la cartera durante el año 2016, fue del agente Termocandelaria Generador, con una deuda actual de \$4.360 millones, la cual hace parte de un acuerdo de pago, pactado entre el agente y sus acreedores.



Gráfica 15: Índice consolidado de cartera anual (2016)

## Desagregación de la cartera

<b>Total: 38,8%</b>
<b>Mercado Mayorista</b> 36,98%
<b>LEY 1116</b> 1,02%
<b>Mercado No Regulado</b> 0,51%
<b>Bolsa</b> 0,29 %
<b>Otros</b> 0,02%

Tabla 5: Desagregación de la cartera (2016)

## Medida

Durante el año 2016 Emgesa gestionó visitas de diagnóstico al 100% de las fronteras del Mercado No Regulado, buscando la normalización de los sistemas de medición en nuestros clientes, con el fin de dar cumplimiento a la Resolución CREG 038 del 2014, correspondiente al código de medida, la cual tiene como objetivo definir las características técnicas que deben cumplir los sistemas de medición, para que el registro de los flujos de energía se realice bajo condiciones que permitan determinar adecuadamente las transacciones entre los agentes que participan en el mercado de energía mayorista y entre estos y los usuarios finales.

Igualmente, además del diagnóstico realizado a cada una de las fronteras de nuestro mercado no regulado, también logramos presentar, al menos, una propuesta técnica de normalización, para que los clientes, a su libre opten por normalizar sus fronteras con Emgesa.



# La gestión de energía en cifras

En el siguiente cuadro se resumen los resultados de los principales procesos:

Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>ENERGÍA (GWh)</b>																	
Demanda de Energía del SIN	41,479	43,150	44,841	45,816	47,011	48,829	50,815	52,853	53,871	54,679	56,148	56,739	59,370	60,890	63,571	66,175	66,315
Generación del SIN	41,278	43,048	44,735	46,734	48,562	50,430	52,340	53,626	54,395	55,966	56,888	58,620	59,989	62,197	64,328	66,548	65,939
Exportaciones de Energía	-	24	81	1,129	1,681	1,758	1,609	877	599	1,358	798	1,955	714	1,377	849	460	45
Importaciones de Energía	77	40	8	69	48	37	28	40	26	21	10	8	7	29	47	45	378
Energía Disponible SIN	41,201	43,032	44,809	47,795	50,194	52,151	53,921	54,463	54,968	57,303	57,676	60,697	60,697	63,545	65,130	66,963	65,605
Demanda No Atendida	124	86	180	142	82	120	55	64	49	51	48	65	89	43	46	41	43
Generación Hidro	31,074	32,439	34,670	37,197	39,849	40,979	42,558	44,242	46,161	40,837	40,557	48,432	47,582	44,363	44,742	44,682	46,790
Generación Termo	10,204	10,609	10,065	9,538	8,662	9,401	9,719	9,334	8,180	15,071	16,292	10,147	12,352	17,776	19,516	21,798	19,098
Generación ACPM	-	-	-	-	-	-	1	1	0	276	478	5	144	145	180	1,043	1,348
Generación Carbón	1,880	2,032	1,983	2,632	1,634	2,086	2,591	2,904	2,487	3,697	3,578	1,636	2,865	5,527	5,659	6,256	5,409
Combustóleo	408	73	8	7	13	8	15	18	14	92	98	105	147	127	113	491	530
Gas	7,811	8,404	7,971	6,793	6,900	7,198	7,025	6,341	5,631	10,894	11,928	8,090	8,849	11,625	13,009	13,451	11,006
Gas Importado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33
Otros (Mezcla Gas-JetA1, JetA1, Querosene)	105	99	103	105	116	109	88	69	48	111	210	311	347	352	555	559	772
Generación Eólica	-	-	-	-	51	50	63	50	54	58	39	41	55	58	70	68	51
<b>Generación (GBTU)</b>																	
Térmica Gas SIN	-	-	-	-	-	26,951	68,400	56,854	48,899	86,822	102,053	71,262	75,766	98,225	110,297	108,554	90,753
Térmica Gas EMGESA	-	-	-	-	-	60	159	418	242	2,653	2,144	1,524	1,002	7	-	171	200
<b>POTENCIA SIN (MW)</b>	<b>12,734</b>	<b>13,160</b>	<b>13,425</b>	<b>13,229</b>	<b>13,427</b>	<b>13,355</b>	<b>13,280</b>	<b>13,414</b>	<b>13,479</b>	<b>13,509</b>	<b>13,303</b>	<b>14,427</b>	<b>14,362</b>	<b>14,559</b>	<b>15,481</b>	<b>16,420</b>	<b>16,575</b>
Hidráulica	8,265	8,682	9,042	8,862	8,926	8,948	8,947	8,991	8,997	9,044	9,718	9,777	9,875	10,900	11,501	11,591	11,591
Térmica	4,455	4,464	4,369	4,348	4,459	4,377	4,289	4,379	4,439	4,458	4,185	4,634	4,509	4,598	4,485	4,814	4,865
Otros (Cogenerador, eólica)	14	14	14	20	43	31	44	44	43	53	73	75	76	85	96	105	118
Demanda Máxima de Potencia del SIN	7,617	7,783	8,018	8,050	8,332	8,639	8,762	9,093	9,079	9,290	9,100	9,295	9,504	9,383	9,551	10,095	9,904
<b>POTENCIA EMGESA (MW)</b>	<b>2,496</b>	<b>2,496</b>	<b>2,199</b>	<b>2,055</b>	<b>2,075</b>	<b>2,104</b>	<b>2,214</b>	<b>2,804</b>	<b>2,861</b>	<b>2,861</b>	<b>2,880</b>	<b>2,881</b>	<b>2,881</b>	<b>2,896</b>	<b>3,030</b>	<b>3,420</b>	<b>3,466</b>
Hidráulica	2,274	2,274	1,978	1,832	1,852	1,879	1,860	2,450	2,450	2,450	2,469	2,469	2,469	2,484	2,618	3,008	3,055
Térmica	222	222	221	223	223	225	354	354	411	411	411	412	412	412	412	412	411
<b>Generación Portafolio EMGESA (GWh)</b>																	
<b>Guavio</b>	<b>4,509</b>	<b>5,775</b>	<b>5,868</b>	<b>5,403</b>	<b>6,138</b>	<b>5,723</b>	<b>6,111</b>	<b>5,340</b>	<b>5,409</b>	<b>5,529</b>	<b>4,306</b>	<b>4,522</b>	<b>6,241</b>	<b>5,405</b>	<b>5,603</b>	<b>6,603</b>	<b>5,949</b>
Betania	2,375	1,788	1,829	1,589	1,853	2,100	2,205	2,013	2,360	2,038	1,726	2,603	2,197	1,938	2,286	1,550	1,907
Pagua	1,963	2,253	2,384	3,466	3,324	3,313	3,307	3,565	4,089	3,786	3,724	3,783	3,674	4,222	4,339	3,476	3,963
El Quimbo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	159	1,448
Cartagena	408	73	8	7	13	8	10	36	31	224	241	206	203	91	74	332	329
Termozipa	8	62	243	180	68	228	321	478	472	747	791	264	394	934	914	1,150	592
Filo de Agua	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46	322	327	554
Menores	853	302	373	156	484	502	608	496	556	335	517	721	328	118	92	115	211
<b>Energía Comercializada EMGESA (GWh)</b>	<b>6,384</b>	<b>7,860</b>	<b>7,158</b>	<b>8,638</b>	<b>8,501</b>	<b>8,358</b>	<b>11,189</b>	<b>10,519</b>	<b>10,917</b>	<b>11,460</b>	<b>10,946</b>	<b>10,544</b>	<b>11,711</b>	<b>11,553</b>	<b>10,976</b>	<b>12,489</b>	<b>13,328</b>
Mercado Mayorista	6,384	6,233	4,770	6,145	5,576	5,284	8,170	8,310	8,734	8,979	8,335	7,639	8,388	8,080	7,263	8,497	8,696
Mercado No Regulado	-	1,627	2,388	2,493	2,925	3,074	3,019	2,209	2,183	2,481	2,611	2,905	3,323	3,473	3,713	3,991	4,632
<b>OBLIGACIONES ENERGIA FIRME (GWh)</b>																	
OEF Sistema	-	-	-	-	-	-	4,324	52,780	55,326	54,732	56,535	64,914	68,224	69,866	64,264	67,753	72,188
Hidráulica	-	-	-	-	-	-	2,096	25,529	26,158	25,887	26,566	29,493	32,722	33,939	31,048	33,909	36,274
Térmica	-	-	-	-	-	-	2,222	27,178	29,116	28,739	29,746	35,104	35,156	35,575	32,744	33,320	35,356
Cogenerador	-	-	-	-	-	-	6	73	52	106	223	317	347	352	472	525	559
OEF Emgesa	-	-	-	-	-	-	-	3,814	11,209	11,187	11,835	13,301	13,311	13,529	12,095	12,377	14,093
Hidráulica	-	-	-	-	-	-	-	3,103	9,068	8,835	9,063	10,143	10,150	10,316	9,252	9,791	11,122
Térmica	-	-	-	-	-	-	-	711	2,141	2,351	2,772	3,159	3,161	3,213	2,843	2,586	2,971
<b>TRANSACCIONES - SIN (Miles de Millones \$)</b>																	
Remuneración CxC	965	1,055	1,233	1,438	1,324	1,198	1,260	1,412	1,453	1,619	1,451	1,607	1,559	1,640	1,906	2,751	3,403
Costo de Restricciones	-	-	-	176	200	155	260	120	347	277	499	705	622	296	282	433	998
Transacciones en Bolsa	711	935	813	1,138	1,104	1,320	1,275	1,392	1,478	2,547	2,445	1,407	1,870	2,670	3,447	3,909	4,109
Servicio de AGC	56	203	157	243	222	273	268	183	367	526	504	294	444	709	882	1,628	1,198
<b>TRANSACCIONES - EMGESA (Miles de Millones \$)</b>																	
Remuneración CxC	173	211	250	290	271	230	247	283	350	377	291	333	347	357	424	593	807
Ventas en Bolsa Nacional	129	94	185	202	234	243	198	244	344	268	268	317	385	658	615	534	534
Compras en Bolsa Nacional	16	110	16	53	27	30	26	62	69	161	206	50	109	197	170	153	192
Servicio de AGC	16	51	26	15	35	61	43	45	90	154	135	91	121	268	189	554	440
<b>HIDROLOGÍA - EMBALSE</b>																	
Aportes SIN respecto a la M.H. (%)	106	84	88	88	101	94	108	105	119	89	107	135	104	91	91	79	83
Aportes Energía - SIN (GWh)	41,013	34,652	40,684	41,909	48,662	44,934	51,124	49,147	57,389	43,139	52,305	73,699	56,447	49,619	50,242	48,005	53,202
Volumen Útil - SIN (%)	71	83	75	79	81	78	84	79	82	65	78	89	73	69	75	61	74
Volumen Útil - SIN (GWh)	11,131	12,620	11,154	12,178	12,395	11,837	12,612	12,090	12,500	10,000	11,957	13,968	11,181	10,495	12,132	10,563	12,585
Vertimientos - SIN (GWh)	9,465	1,991	2,526	309	3,245	928	3,030	1,488	4,173	441	3,457	5,911	2,434	151	776	883	376
Vertimientos Emgesa (GWh)	1,926	293	1,745	111	1,812	813	2,527	242	1,538	296	2,177	1,131	897	5	680	504	157
<b>PRECIOS E INDICADORES</b>																	
Precio de Bolsa Nacional (\$/kWh)	45	52	49	67	64	74	74	84	88	139	129	75	116	177	225	378	300
Tarifa CERE Promedio Año (\$/kWh)	24	25	28	32	28	25	25	28	28	30	27	29	30	33	31	44	55
MC (\$/kWh)	45	56	65	76	79	76	76	82	93	114	121	132	134	140	144	156	167
IPP	59	63	69	73	76	78	82	83	90	88	92	97	95	94	100	110	111
IPC	61	66	70	75	79	83	87	91	98	102	104	108	111	113	117	122	132
TRM Promedio Año (\$/USD)	2,105	2,302	2,534	2,875	2,615	2,319	2,364	2,077	1,979	2,180	1,902	1,854	1,799	1,880	2,018	2,772	3,051







### 3\_Gestión de desarrollo del negocio

Durante el 2016, las acciones encaminadas a generar un crecimiento del negocio de generación, se enfocaron principalmente en un plan estratégico a mediano y largo plazo para la realización de nuevos proyectos sostenibles en el ámbito social y ambiental. En este proceso, se destacan las siguientes iniciativas.

## El Paso (120\_MW)

Se revisaron los aspectos ambientales, sociales, técnicos y económicos y se decidió eliminar la Cadena 2 del proyecto por las dificultades sociales en la zona de influencia de Cabrera. Se comenzaron los trabajos de actualización del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) por la eliminación de la Cadena 2 y la complementación de información requerida por el ANLA. En noviembre y diciembre se realizaron reuniones con los municipios de Venecia y Pandí sobre los plazos de tramitación del proyecto, así como para actualizar el plan de creación de valor compartido del mismo. Se pretende radicar el EIA en el mes de marzo de 2018.

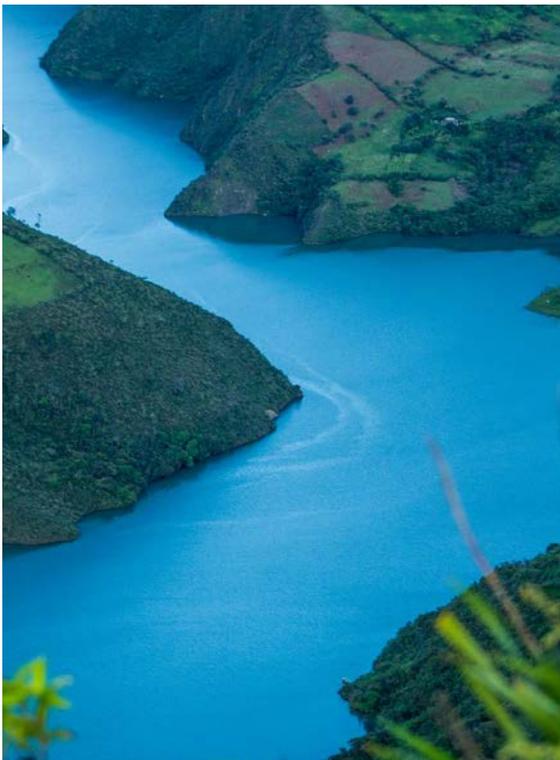
## Termozipa (224 MW)

Se aprobaron inversiones en la planta de generación a carbón Termozipa por €113 millones, para la extensión de vida útil hasta 100.000 horas (aprox 15 años), con la mejora de la eficiencia y confiabilidad con intervenciones extensivas sobre: molinos, calderas, turbinas, generadores, planta agua desmineralizada,

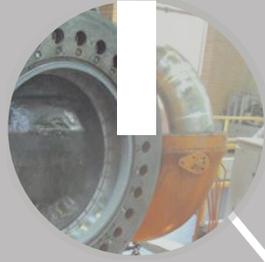
sistema captación agua, equipos de baja y media tensión, precipitadores electrostáticos y sistemas auxiliares por un total de €31 millones, y para el mejoramiento de emisiones ambientales (SOx, NOx, material particulado), llevando la planta al nivel de los mejores de América Latina por un total de €82 millones.

## Cartagena (187 MW)

La planta de generación Cartagena tiene un papel importante en el garantizar la cobertura de la demanda en periodos de baja hidrología y para la seguridad del sistema eléctrico, al contar con una asignación de Cargo por Confiabilidad hasta noviembre de 2019. El mercado analiza medidas para disminuir la asignación del Cargo por Confiabilidad después de esta fecha para plantas como Cartagena que respaldan esta asignación con combustibles líquidos. En este contexto se están analizando soluciones para la sustitución del combustible líquido con gas local o Gas Natural Licuado y la construcción de nuevas unidades o cierre de ciclo de al menos una de las unidades existentes.









#### 4\_Gestión de compras y aprovisionamiento

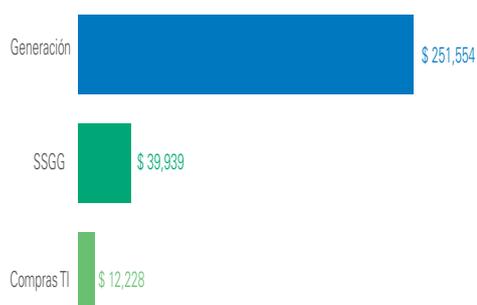


La función de aprovisionamientos se inscribe en el ámbito de la cadena de suministro de bienes y servicios, y tiene como objetivo asegurar los recursos externos que la Compañía requiere para cumplir sus objetivos.

Comprende las actividades que se inician cuando la Compañía tiene la necesidad de un material, obra y/o servicio, hasta la formalización de la relación jurídica mediante la firma de un contrato, o la firma de una orden de compra con ocasión de la aceptación de una oferta mercantil.

### Principales indicadores

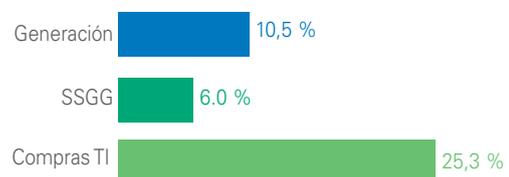
Durante el año 2016 se realizaron adjudicaciones por valor de \$303.721 millones, de los cuales el 83% corresponden directamente al negocio de generación de energía.



Gráfica 16: Volumen de adjudicación de contratos por área

En estas compras se logró un ahorro de 10,7%. Este resultado se obtuvo de negociaciones gana-gana con proveedores, logrando mejores precios de mercado.

El ahorro obtenido es distribuido por carteras de compra, según se indica a continuación:



Gráfica 17: Gestión de ahorro en compras



## Principales logros en 2016

- > Durante el año 2016 se dio continuidad al proceso de consolidación de necesidades del negocio de generación, con el objetivo de mejorar la eficiencia del proceso de compras y aumentar la capacidad de negociación mediante la consolidación de volúmenes. Este proceso, generó una reducción del 29% en el número de contratos gestionados con respecto al año 2015.
- > A partir del segundo trimestre de 2016, se implementó un nuevo modelo de evaluación con la metodología *Vendor rating*, tipo cuestionario para el negocio de generación en plantas térmicas. El cuestionario incluyó 295 preguntas: seguridad (94), medio ambiente (42), calidad (76), puntualidad (68), cumplimiento jurídico/laboral (15) para 156 grupos de mercancías. Cada trimestre se seleccionan contratos que lleven en ejecución al menos un año y/o estén por finalizar y contratos que superen los €300.000 bien sea para mantenimiento, obras, servicios, o suministros de material. La unidad de negocio puede adicionar contratos a la regla y/o frecuencia según su criticidad.
- > Implementación del nuevo portal de Compras *ZONE*, que permite la estandarización de todos los procedimientos de compra existentes, en todas las áreas organizativas y geográficas en un solo proceso común.
- > Los procesos comunes y formas de trabajo son soportados por un sistema único, generando sinergias, transparencia y un mejor control de los procesos. *ZONE* engloba las mejores prácticas y funcionalidades de los procesos actuales, entre organizaciones y países donde el Grupo Enel opera. La solución SAP SRM - Ariba, ofrece lo mejor entre las tendencias del mercado y las necesidades de cobertura del negocio.
- > Durante el 2016 se dio continuidad a la implementación del portal corporativo *Portal one*, que permite mayor autonomía y simplicidad en la disponibilidad de los proveedores para procesos de compra del Grupo Enel. El principal objetivo es contar con la mayor cantidad de proveedores para participar en procesos de contrataciones de bienes y servicios para la Compañía.
- > En el 2016 se llevaron a cabo 38 procesos de importación por valor de \$38.170 millones, superior en un 82% respecto al año 2015. Estas importaciones aseguraron el abastecimiento de materiales y repuestos, entre otros el rotor, para los mantenimientos realizados en la Central Térmica Termozipa, y compra de rodetes para la Central Hidroeléctrica La Guaca. Se espera para el año 2017 mantener las importaciones para atender el aprovisionamiento de repuestos y equipos, para los planes de modernización y mantenimiento de las plantas hidráulicas y térmicas, especialmente la extensión de la vida útil de la Central Térmica Termozipa

## Gestión de compras compra de materiales y contratación de obras y servicios

Algunos procesos relevantes durante el año 2016:

- > Licitación del servicio de seguimiento al plan de gestión social de la Central El Quimbo, por un valor total de \$14.117 millones y un periodo de dos años.
- > Licitación del servicio de adecuación y mantenimiento del vaso del embalse y ronda de la central El Quimbo, por un valor de \$9.411 millones y un periodo de un año.
- > Licitación del servicio de mantenimiento electromecánico de las centrales de generación hidráulica (Guavio, Betania, El Quimbo, alto, medio y bajo río Bogotá) por un valor total de USD 9.669 millones, distribuidos entre dos proveedores y un periodo de tres años.

## Compras servicios generales

Entre las contrataciones relevantes del 2016 se encuentra el suministro de transporte de personal en centrales, por valor de \$12.235 millones para un periodo de tres años y el servicio de *renting* operativo por valor de \$3.764 millones para un periodo de cuatro años.

## Compras de sistemas y tecnologías de información

Entre las contrataciones relevantes para el 2016 se encuentran:

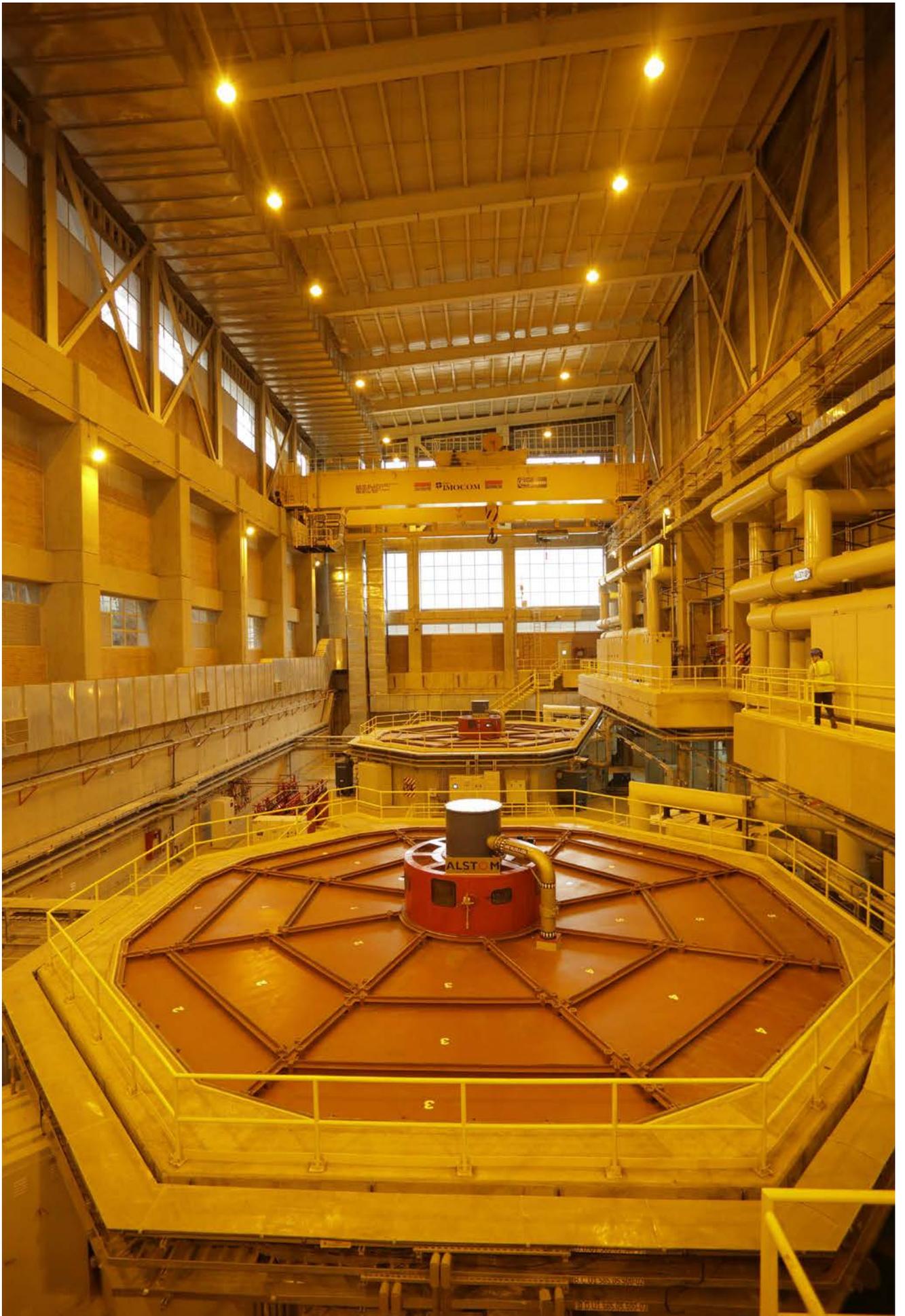
El proyecto E4E Generación, por un valor de \$3.515 millones y un ahorro del 28,90%. Este proyecto tiene como objetivo la implementación del sistema global y *roll out* para Colombia.

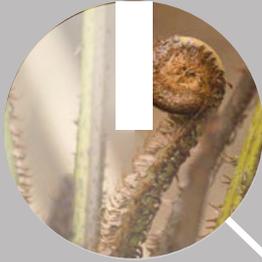
Los servicios de telecomunicaciones asociados a la red corporativa (Proyecto Relat). Entre los beneficios de la contratación se encuentran: la optimización de los costes de los servicios asociados a la red propia de telecomunicaciones; y garantizar niveles de servicio de alta calidad disponiendo de elementos para controlar el cumplimiento, optimización y homogenización de los procesos de servicios asociados a la red propia, a la interconexión y uso de las redes de terceros. El valor del contrato fue de \$1.973 millones de pesos con un ahorro del 33,8%.

## Gestión de proveedores

En el ámbito de proveedores la Compañía ha dado continuidad al objetivo de contar con proveedores calificados, con experiencia y gran desempeño, es por esto que durante el año 2016 desarrolló las siguientes actividades asociadas a la calificación de proveedores:

- > Consolidación del modelo de calificación empresarial en servicios, como monitoreos ambientales, mantenimientos mecánicos y obras civiles en centrales. El modelo tiene como objetivo evaluar aspectos legales, económicos y financieros a los potenciales proveedores de servicios, de manera previa a un proceso de licitación. Durante el año 2016 se realizó la calificación de 143 proveedores para atender los servicios estratégicos para las compañías del Grupo.
- > Durante el año 2016 se dio continuidad al modelo de calificación de proveedores de familias estratégicas. Este modelo permite verificar de manera previa a un proceso de licitación, si los proveedores cumplen de forma integral aspectos empresariales, de seguridad y salud laboral y técnicos. Actualmente se cuenta con 30 familias de servicios calificados.







5\_Gestión de la sostenibilidad

Para las compañías del Grupo Enel en Colombia, la integración de la sostenibilidad en la estrategia corporativa y en las decisiones operacionales del negocio, guía el cambio a una nueva era de la energía, en la que el mundo está conectado y tiene la oportunidad de participar y hacer frente a los grandes desafíos. Es por esto que, la sostenibilidad ambiental, social y económica está en el centro de la cultura empresarial, que permanentemente genera y promueve la creación de valor dentro y fuera de la Compañía.

El Grupo Enel pone la energía al servicio de las personas para mejorar su vida. Al integrar la sostenibilidad como factor de desarrollo estratégico en la cadena de valor, genera crecimiento empresarial y desarrollo social en el país.

Por esto, el se ha comprometido en apoyar los Objetivos Globales de Desarrollo Sostenible (ODS), con especial atención en cuatro de ellos: acceso a la electricidad, cambio climático, desarrollo socioeconómico y educación. Para ello ofrece nuevos productos y servicios energéticos que fomentan el desarrollo social y económico de las comunidades, y crean valor compartido a mediano y largo plazo para todos sus grupos de interés y se establecieron las siguientes metas a nivel global:

- > **Acceso a la electricidad:** 3 millones de beneficiarios en Africa, Asia y Latam en 2020
- > **Educación:** 400.000 beneficiarios en el 2020
- > **Desarrollo económico y social:** 1.500.000 beneficiarios en el 2020 – esta meta fue modificada en 2016 ya que se alcanzó para este año más de 500.000 beneficiarios a nivel mundial.
- > **Cambio climático:** carbono neutral en el 2050

Si bien el Grupo tiene un compromiso público frente a estos cuatro objetivos, con los pilares estratégicos del Plan de sostenibilidad 2017-2021, con sus programas sociales y con la integración de la sostenibilidad en todas sus operaciones, aporta al cumplimiento de los demás.

El Plan de sostenibilidad del Grupo guía los pasos de las Compañías en aspectos como la salud y seguridad ocupacional, el buen gobierno, la sostenibilidad ambiental y de la cadena de suministro, y la creación del valor económico y financiero, y mantiene como temas transversales la digitalización y foco en el cliente, con el fin de fomentar el intercambio e implementación proyectos, basados en la creación valor compartido en el negocio y en las operaciones.



Producción en colaboración con TROLLBACK + COMPANY | TheGlobalGoals@trollback.com | +1.212.529.1010  
Para cualquier duda sobre la utilización, por favor comuníquese con: dpcampa@trollun.org

## Iniciativas de sostenibilidad

La Compañía se enfocó en programas que mejoraron la calidad de vida de los grupos de interés y en la implementación de iniciativas que impactaron favorablemente el medio ambiente y la innovación. Dentro de los proyectos más relevantes se destacaron:

### Bosque Renace

(Reserva natural Codensa-Emgesa)

El bosque nació como una iniciativa de sostenibilidad para la conservación y protección de 690 hectáreas de bosque alto andino. Está ubicado en el municipio de Soacha, y contribuye con la recuperación y conectividad de los ecosistemas ubicados en las cuencas media y baja del río Bogotá. Desde el 2012 se han sembrado cerca de 30.000 árboles en compensación a las actividades de las Compañías.

### Movilidad sostenible

Por cuarto año consecutivo el Grupo Enel se vinculó a la Semana del carro compartido, una iniciativa liderada por la Fundación Chevrolet, la Universidad de Los Andes y la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI). Desde 2013 ha contado con la participación de 250 trabajadores de las Compañías, que tuvieron la oportunidad de compartir más de 150 viajes.

### Estrategia sostenible con los grupos de interés

La gestión de sostenibilidad para nuevos proyectos de generación se enfocó en la implementación de estrategias de relacionamiento con los diversos actores localizados en las áreas de influencia, donde se identificaron oportunidades de creación de valor compartido.

En el caso de los proyectos en operación, y como respuesta a las necesidades de las comunidades, Emgesa, enfocó sus iniciativas y proyectos de sostenibilidad en el apoyo a comunidades locales, el desarrollo social y económico de las comunidades, y en el acceso a la electricidad. Los resultados más relevantes se presentan a continuación.

## Línea de apoyo a comunidades locales

### Buena energía para tu escuela

En los departamentos de Bolívar, Cundinamarca y Huila, más de 1049 niños y jóvenes tuvieron acceso a mejor infraestructura educativa, mediante la adecuación de instituciones educativas públicas. En 2016 se beneficiaron cuatro instituciones educativas de los departamentos de Cundinamarca, Bolívar y Huila.

### Banco de becas para madres adolescentes

Un total de 12 madres adolescentes en condiciones de vulnerabilidad de la ciudad de Cartagena mejorarán sus condiciones de vida y las de sus hijos, ya que recibieron formación en diferentes áreas para el trabajo y atención integral en 2016.

### Educando con la danza

En la ciudad de Cartagena, 60 niños y niñas recibieron talleres de danza complementarios a su educación básica, permitiendo buen uso de su tiempo libre, mitigando riesgos sicosociales y promoviendo valores.

## Línea de desarrollo social y económico de las comunidades

### Juntos por las juntas

Se benefició a 97 Juntas de acción comunal de los municipios de Ubalá, Gachalá, Gama, San Antonio y El Colegio, Cundinamarca, las cuales participaron del proceso de formación en elaboración de proyectos, mecanismos de participación y desarrollo integral sostenible, con el fin de fortalecer sus planes de acción comunitaria.

### Cadena productiva café

Se realizaron procesos de fortalecimiento socio empresarial a 201 caficultores pertenecientes a dos asociaciones de Cundinamarca a través de la instalación de minicentrales de beneficio con las cuales harán más eficiente su producción y la comercialización del producto.

### **Cadena productiva cacao**

Se realizaron procesos de fortalecimiento a cinco asociaciones de productores, de los cuales se beneficiaron 50 productores directos y 250 indirectos a los cuales se mejoró la optimización de los procesos de producción.

## **Voluntariado**

### **Adopta un angelito**

Esta campaña se realiza mediante la voluntad de empleados de las dos Compañías y despierta un espíritu solidario para con los más vulnerables durante la época de Navidad. Se recogieron y entregaron 645 regalos a niños y adultos mayores, en 13 fundaciones de Bogotá, Tocancipá, Cogua, Soacha, Neiva, Ubaté, San Antonio del Tequendama y Yaguará. Cerca de 65 empleados entregaron sus obsequios en las diferentes sedes de las Compañías.

### **Buena energía para tu escuela**

Los empleados hicieron parte de dos jornadas de trabajo voluntario para beneficiar dos instituciones educativas en la mejora de su infraestructura.

### **Generación de residuos convencionales en sedes administrativas y comerciales**

Gracias a la colaboración de los empleados de las Compañías, se recogieron 12.334 kilos en material reciclable como papel de archivo, cartón y periódico, además de las tapas plásticas. Este material se entregó a la Fundación Sanar, que, con los recursos obtenidos, trabajó con niños con cáncer y sus familias en el diagnóstico, cuidado integral y en su lucha contra la enfermedad.

## **Informe de sostenibilidad 2015**

Se publicó el Informe de sostenibilidad número doce de la Compañía, completando así más de una década de ejercicios transparentes y responsables de rendición de cuentas ante nuestros grupos de interés. El informe se elaboró bajo los parámetros de la Guía GRI 4: Opción Exhaustiva del Global Reporting Initiative (GRI) y el suplemento sectorial específico para el sector eléctrico. El documento fue verificado por la firma auditora Ernst & Young Audit SAS.

El informe, logró la calificación como avanzado en la Comunicación sobre el Progreso de Pacto Global, dando cumplimiento a los diez principios a los cuales se adhirió la Compañía desde 2004.









6\_ Gestión regulatoria,  
relacionamiento institucional  
y medio ambiente

La actividad de gestión regulatoria estuvo encaminada hacia el seguimiento de la normatividad del mercado eléctrico y el desarrollo del mercado de comercialización de gas natural. En particular, se hizo seguimiento a los impactos y lecciones aprendidas del fenómeno de El Niño, que vivió el país en el último trimestre de 2015 y el primer trimestre de 2016, y la expedición del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural.

Dada la criticidad del reciente fenómeno de El Niño, sumada a la ocurrencia de eventos inesperados como el daño de la Central Guatapé, el sector eléctrico se enfrentó a grandes retos operativos que implicaron la expedición de numerosas regulaciones temporales por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Dicha normativa buscó, entre otros, flexibilizar las condiciones de conexión de plantas menores, facilitar los mecanismos de respuesta de demanda, y viabilizar financieramente a las centrales térmicas con combustibles líquidos, que dadas las condiciones del mercado no podían recuperar los costos de operación.



Una vez superado el período crítico, la CREG, el Departamento Nacional de Planeación y los gremios del sector, iniciaron la elaboración de estudios que buscaron identificar aspectos de mejora en el mercado mayorista que aseguren la confiabilidad del sistema, promuevan la competitividad y el desarrollo sostenible del mismo. Los resultados de los estudios fueron presentados en el taller organizado por la CREG en el mes de octubre, en los que se discutieron temas como el precio de escasez, la Resolución CREG 109 de 2015 sobre subastas de sustitución, el mecanismo adicional de expansión para Fuentes no Convencionales de Energía Renovables (FNCER), el despacho vinculante y mercados intradiarios, el Mercado Organizado de Contratos y el Cargo por Confiabilidad para plantas menores.

A partir del resultado de los estudios y los comentarios recibidos por parte de expertos internacionales que adelantaron consultorías para la CREG sobre los temas del taller, la Comisión acordó expedir a finales de 2016 (publicado oficialmente en 2017) y para comentarios de la industria los siguientes documentos: i) alternativas para la incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía a la matriz de generación, ii) propuesta regulatoria para la definición del precio de escasez y iii) propuesta regulatoria para las plantas tomadoras de precio en el esquema del Cargo por Confiabilidad. Estos temas así como otros de interés general serán abordados en el 2017 según lo previsto en la agenda regulatoria indicativa.

En cuanto a los asuntos relacionados con el marco regulatorio de gas natural, las gestiones se dirigieron a contribuir en: i) la aplicación de la normatividad vigente sobre el mercado mayorista de gas natural y análisis de los indicadores de las transacciones del mercado, ii) las señales asociadas con la confiabilidad y abastecimiento de gas natural, en particular la regulación sobre el desarrollo de la Planta de regasificación del Pacífico, y los mecanismos de asignación de proyectos previstos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, iii) la declaración de la producción y formación del balance de gas natural del año 2016, iv) la definición de las negociaciones directas como mecanismo de comercialización de gas y el cronograma para el desarrollo de las mismas en 2016, v) y el seguimiento a temas sectoriales como la propuesta de metodología tarifaria del transporte de gas, la propuesta de metodología para remunerar la actividad de comercialización y la expedición de la metodología definitiva general de distribución.



Finalmente se realizó un acompañamiento permanente al equipo de trabajo que coordinó la entrada en operación comercial de El Quimbo, de cara a las exigencias del marco regulatorio e institucional, que sin duda marcó un hito por las particularidades asociadas.

## Relacionamiento institucional

En lo corrido del año 2016, se continuó trabajando en la consolidación de la división de Relacionamiento Institucional y la definición del modelo de gestión, logrando la publicación de la Política de Relacionamiento Institucional en el sistema normativo de la Organización.

El foco para el período mencionado se centró en el aporte institucional a los temas normativos tanto regulatorios como legislativos y la atención de necesidades corporativas, principalmente en los temas asociados a la preparación para la audiencia pública de la Central Hidroeléctrica El Quimbo.

Por último se continuó en el desarrollo del sistema de información cuya entrada en productivo está prevista para el primer trimestre de 2017. La implementación de esta herramienta tecnológica permitirá aportar a la construcción y gestión de la agenda de asuntos institucionales de la Compañía, para aportar a las condiciones del entorno institucional para el logro de los objetivos corporativos, además de garantizar el cumplimiento de las exigencias éticas y legales en

materia de transparencia y gobierno corporativo en el marco de las dinámicas de relacionamiento.

## Regulación ambiental

En materia de regulación ambiental, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS, expidió el Decreto 2099 de 2016 que modificó lo relacionado con la inversión forzosa por la utilización del agua tomada directamente de fuentes naturales. De igual forma, con la resolución 0376 de 2016 se establecieron los casos en los que no se requiere adelantar trámite de modificación de la licencia ambiental o su equivalente, para aquellas obras o actividades consideradas cambios menores o de ajuste normal dentro del giro ordinario de los proyectos de energía, presas, represas, trasvases y embalses.

En cuanto a las Energías Renovables de Fuentes No Convencionales, el MADS mediante la resolución 1283 de 2016, adoptó los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – (EIA) para proyectos de energía eólica continental.

Durante el año 2016, se continuó con el seguimiento y acompañamiento a los proyectos normativos y a la implementación de la nueva normativa de carácter ambiental, en materia de vertimientos, caudal ambiental, residuos, compensaciones tasa por uso, entre otras.

## Gestión ambiental

La gestión ambiental estuvo enfocada en la ejecución de las actividades definidas en los planes de manejo ambiental aprobados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y la gestión ante las autoridades ambientales regionales para la renovación de permisos.

Se realizó la Gestión de las Obligaciones Ambientales que se derivan del fallo del Consejo de Estado y acción popular río Bogotá en las que se destacan la participación en mesas interinstitucionales y las actividades de mantenimiento del embalse del Muña enfocadas a la remoción manual y mecánica de maleza acuática, dragado del embalse y monitoreo. Estas actividades están incluidas en las medidas de manejo ambiental temporales aprobadas por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR).

Por otro lado, durante el 2016 se inició la implementación de las actividades incluidas en el plan de manejo ambiental relacionadas con la etapa de operación de la Central El Quimbo.

Para el 2017 se espera adelantar los trabajos de relimpia y extracción de lodos en Alicachín, adelantar estudios para seguir mejorando las condiciones ambientales de las centrales del río Bogotá, implementar las obligaciones de la etapa de operación de la licencia ambiental de la Central Hidroeléctrica El Quimbo, obtener la certificación del sistema de gestión integrado de salud, seguridad, Medio ambiente y calidad, y seguir optimizando la operación del sistema de manejo de ceniza seca en la Central Termozipa.









## 7\_Gestión de comunicación

Con el objetivo de dar a conocer su visión y gestión entre los diversos grupos de interés, Emgesa desarrolla estrategias integrales de comunicación, a través de las cuales se contribuye a fortalecer su reputación, así como el relacionamiento con cada uno de los grupos en los que la Compañía tiene incidencia.

En el 2016, la Compañía se planteó como objetivo enfocar sus estrategias de comunicación en dar a conocer sus nuevos desarrollos en innovación, su gestión sostenible y aquellas nuevas iniciativas que la muestran como una de las empresas más sólidas en el sector.

## Presencia institucional

En este año, la Compañía participó en alrededor de 30 escenarios de visibilidad e impacto público, en los que se compartieron buenas prácticas, experiencias y logros de proyectos que la ratifican como líder en temas como igualdad de género, movilidad eléctrica, sostenibilidad e innovación. Entre estos, se destacan los siguientes:

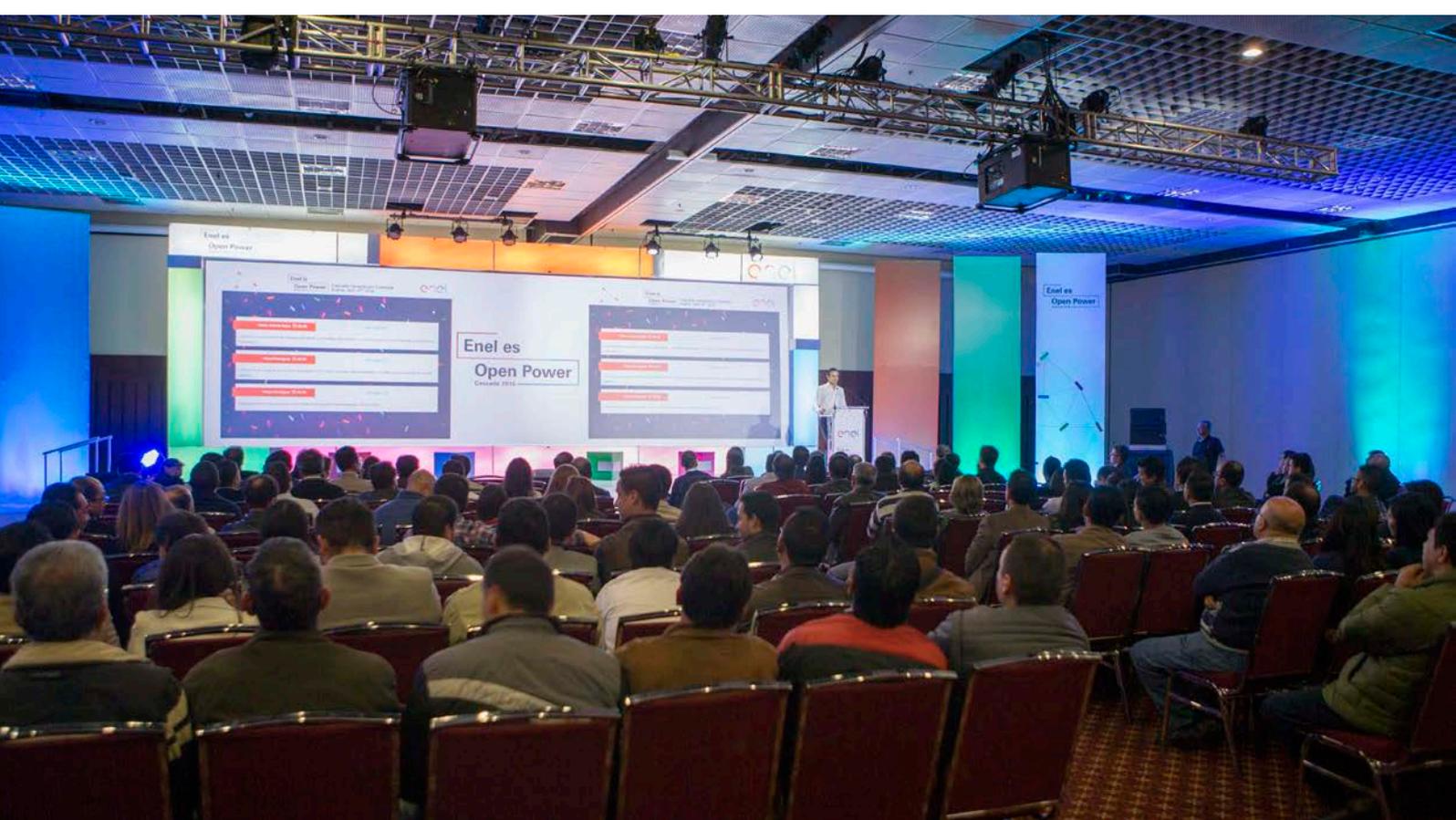
- > Cuarto Foro de Ética del Sector Eléctrico
- > Cumbre Mundial de Líderes Locales y Regionales
- > **World Business Forum**
- > 18° Congreso Internacional de Servicios Públicos, TIC y TV – Andesco
- > Congreso Pacto Global Colombia
- > *2016 Women's Empowerment Principles (WEPs) Event*

- > *United States Energy Association (USEA)*
- > Tercer Foro Global Empresas por la Igualdad de género: Promover los Objetivos de Desarrollo Sostenible
- > *XVI International Conference on Occupational Risk Prevention –ORP*

## Comunicación interna

La gestión de comunicación interna durante el 2016 se centró en apoyar la cultura *Open power*, al promover la visión estratégica de la Compañía y los valores corporativos. A través de cinco canales de comunicación se brindó información a los trabajadores sobre proyectos locales y globales, destacando su alcance y relevancia en el desarrollo de las comunidades y del país. En Directo, por ejemplo (reunión virtual del Director General con los empleados) es un canal de comunicación que permitió ocho encuentros en el año para dar a conocer los hechos más relevantes de actualidad de la Compañía y más de cuarenta reconocimientos a empleados y proyectos.

Se apoyó el proceso de implementación de la campaña *Voy a cuidarme contigo como se cuida a un amigo*, con empleados propios y contratistas para promover un cambio cultural: transformación en comportamientos, actitudes y percepciones frente a la cultura de seguridad. Además, se implementó el programa *Gxcellence*, una herramienta para que las centrales de generación térmica e hidráulica compartieran sus ideas innovadoras y propuestas de mejora continua.





## Comunicación digital

El 2016 fue un año muy relevante en términos de comunicación digital. Se fortaleció la divulgación de proyectos e iniciativas y se promovió la participación de la Compañía en los eventos más importantes del sector a través de redes sociales, especialmente en Facebook.

Aunque en los años anteriores se había explorado este canal como espacio de conexión con los grupos de interés, hasta este año se logró consolidar un plan de contenido que impactó positivamente el alcance de las publicaciones realizadas, alcanzando una mayor difusión de los mensajes clave.

Al iniciar el 2016 la página de Emgesa en Facebook tenía una comunidad de 800 fans. Durante el año se logró un crecimiento orgánico del 535%, al alcanzar 5.175 fans de la marca.

## Gestión con medios de comunicación

Durante el año se trabajó en fortalecer la reputación y el posicionamiento mediático de Emgesa, al destacar su gestión como una empresa que opera sus centrales de generación de manera responsable y que trabaja para generar la energía necesaria para el país, cumpliendo con sus Obligaciones de Energía Firme. La entrada en operación de La Central Hidroeléctrica El Quimbo, los cumplimientos socio-ambientales y la Audiencia Pública de cumplimiento ambiental, fueron algunos de los temas más destacados y trabajados con los medios de comunicación nacional y regional.

Dentro de los temas de mayor relevancia que fueron socializados con los medios de comunicación, figuran la entrada al mercado de derivados Derivex y la gestión de contratación a largo plazo, como una nueva tendencia de comercialización de energía en el país.

En cuanto a temas financieros, se comunicó a la comunidad especializada los resultados más relevantes que obtuvo la Compañía durante el año, las inversiones realizadas para modernizar sus centrales térmicas y las emisiones de bonos en el mercado de capitales colombiano.

Durante el año, los medios de comunicación fueron receptivos a la información socializada por el Empresa, destacando su gestión operativa, social y corporativa a través de diferentes publicaciones.

Como hecho especial, y por iniciativa del Grupo Enel, en noviembre de 2016 se invitaron tres periodistas financieros a la presentación del Plan de Negocios del Grupo desarrollada en Londres.

Para el 2017, la estrategia integral de comunicación estará encaminada a continuar posicionando a Emgesa como una empresa que crea soluciones de energía a futuro, pensando siempre en ser un agente de cambio y desarrollo para las comunidades, las empresas, las ciudades y los países, con el objetivo de enfrentar los retos más importantes que demanda el entorno. De esta manera, las tácticas y acciones de comunicación se centrarán en dar a conocer una Compañía innovadora, tecnológica, humana y abierta a las personas.





8\_Gestión de personal

El Grupo Enel se enfoca en promover el desarrollo integral de los trabajadores mediante excelentes condiciones laborales, oportunidades de participación y crecimiento, el equilibrio entre la vida personal y laboral, un estilo directivo capaz y humano y óptimas condiciones de seguridad y salud ocupacional.

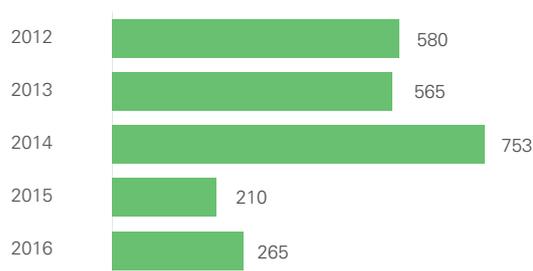
Para el 2016 se dio especial fuerza a promover la filosofía Open power como motor de los comportamientos y las decisiones en el trabajo.

A continuación se presentan los principales datos resultados en la gestión del talento humano:

## Proceso de selección

Se logró un promedio de efectividad en los procesos de selección a diciembre 2016 de un 100%, lo que significa que se aumenta el indicador del 2015.

En el siguiente gráfico se muestra el número de procesos de selección en lo corrido del año 2016, comparado con años anteriores:



Gráfica 17: Procesos de selección Emgesa (2012-2016)

Emgesa	Clases de contrato		
	Directos	Estudiantes/ Aprendices	Temporales
2012	151	211	218
2013	150	148	267
2014	173	225	355
2015	34	73	103
2016	90	90	85

Tabla 6: Clases de contrato laboral (2012-2016)

## Concursos internos

La prioridad en los concursos internos es brindar oportunidades de crecimiento y desarrollo a los empleados del Grupo, en 2016 se cubrió un 39% de las vacantes de manera interna.

Emgesa	Vacantes cubiertas	
	Nivel interno	Nivel externo
2012	4	51
2013	26	78
2014	21	50
2015	14	20
2016	35	55

Tabla 7: Concursos internos (2012-2016)

Fueron promovidos de manera directa 23 personas a cargos de mayor responsabilidad y de igual forma se realizaron 35 promociones de personal a través de concursos internos. Se dio continuidad al proceso de retroalimentación personalizada al 100% de los aspirantes internos con el fin de dar a conocer las fortalezas y aspectos por mejorar de cada uno de los candidatos, permitiendo fortalecer la transparencia de los concursos.

## Marca empleadora

En el 2016 las Compañías se enfocaron en implementar acciones para el posicionamiento de la marca empleadora, entre ellas se implementó el nuevo modelo de selección para estudiantes en práctica y profesionales junior, que busca crear una experiencia innovadora dentro del proceso evaluativo y la forma de establecer el contacto con los candidatos haciendo uso de medios digitales. Los resultados de la implementación del nuevo modelo han posicionado y creado recordación en los candidatos quienes valoraron la optimización del tiempo e innovación del proceso. Se realizó una evaluación de 22 profesionales junior y estudiantes.

Se desarrolló un nuevo formato de comunicación en redes sociales y portales de reclutamiento como atracción de candidatos y posicionamiento de la marca empleadora.

Se hizo presencia en las universidades de interés del negocio, la Universidad Nacional de Colombia, Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, Universidad de Los Andes y la Universidad EAN, en las cuales se realizaron divulgaciones de la nueva marca, nueva visión *Open power*, el nuevo modelo de selección y el desarrollo de talleres de empleabilidad en los que participaron aproximadamente 500 estudiantes de últimos semestres de las carreras Ingeniería Industrial, Ingeniería Eléctrica, Ingeniería Civil, Ingeniería Electrónica, Ingeniería de Sistemas, Ingeniería Ambiental, Administración de Empresas, Psicología, Contabilidad, y Derecho, logrando el objetivo de posicionamiento como marca empleadora, fidelización a las universidades y aseguramiento a largo plazo del reclutamiento de estudiantes para siguientes semestres.

Se obtuvo el reconocimiento como una de las Empresas de los Sueños de los Jóvenes, según la encuesta liderada por la empresa Talentos en compañía de Consultores Organizacionales y empleo.com. Por primera vez la Compañía se ubicó en el top 20 de las empresas en las que sueñan trabajar los jóvenes entre los 17 y 26 años.

## Proceso de desarrollo y formación

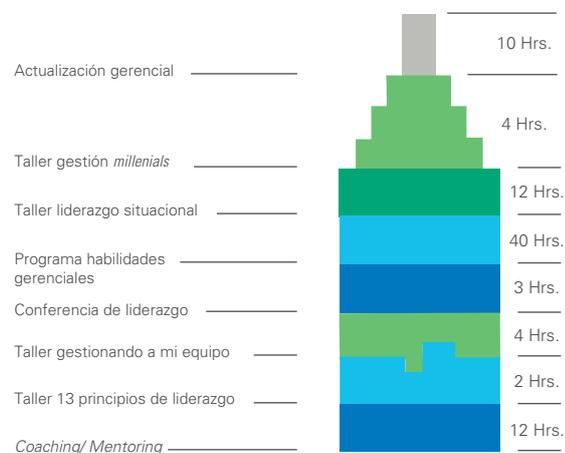
### Desarrollo

Durante el año 2016 se llevaron a cabo diferentes formaciones, eventos y programas, todos ellos encaminados a gestionar el talento de los trabajadores, además de brindar herramientas y conocimientos necesarios para desarrollar las cualidades de un líder.

De esta manera se busca fortalecer el clima laboral y gestionar el talento de los trabajadores, mediante metodologías y talleres de desarrollo, gestión del talento y reconocimiento.

A continuación se presentan a detalle cada una de las actividades desarrolladas desde el área.

**Facultad de liderazgo:** Con miras a brindar conocimientos y herramientas acordes a las últimas tendencias, se ha creado una facultad exclusiva para los líderes Enel, en la que se seleccionaron y diseñaron programas especializados que buscan fortalecer las habilidades para gestionar equipos.



**Taller gestionando a mi equipo:** busca dar a conocer temas fundamentales de recursos humanos, al entender no solo las necesidades colectivas sino también las individuales, logrando de este modo la cohesión grupal.

**Taller gestión *Millennials*:** busca brindar herramientas para que los jefes logren gestionar adecuadamente a una generación que tiene diferentes exigencias en el mundo actual, de modo que los líderes adapten su gestión a los nuevos tiempos y talentos, identificando sus gustos, intereses y motivaciones, para enfocar las habilidades de los *millennials* y lograr un mayor interés de los mismos.

**Liderazgo situacional:** busca enseñar a identificar las necesidades de sus empleados, para así aplicar estilos de liderazgo coherentes con cada situación específica, con base en la teoría de Blanchard sobre el liderazgo situacional.

**Taller 13 principios de liderazgo:** busca que los líderes interioricen los 13 principios de liderazgo, a través de una metodología LEGO en el cual los jefes lograrán identificar diferentes situaciones donde se pueden aplicar los principios, y desarrollar los mismos en sus equipos de trabajo.



**Programa de Desarrollo Gerencial:** se enfoca en los trabajadores de la generación *Millennial*, que se destacan por su alto desempeño y potencial. Su objetivo es lograr desarrollar y fortalecer competencias, destrezas y habilidades directivas, para responder a los retos de un entorno competitivo y globalizado. En Codensa participaron seis trabajadores.

**Taller *Performance appraisal*:** dirigido a todos los trabajadores, tuvo por objetivo divulgar el nuevo modelo de evaluación de comportamientos del Grupo Enel: *Performance appraisal*, que es el proceso a través del cual se realiza una medición de las acciones realizadas y los resultados logrados por un individuo en el transcurso de un año, teniendo en cuenta los diez comportamientos Enel, en los que se resaltan los cuatro valores *Open power*.

## Encuestas y evaluaciones

**Evaluación 13 principios de liderazgo:** encuesta que busca conocer el nivel de aplicabilidad de los 13 principios por parte de los líderes Enel en cuanto a: la autoevaluación del líder, la evaluación del jefe del líder y la evaluación de tres o cuatro colaboradores que hacen parte del equipo del líder.

La encuesta obtuvo una participación del 84.13% de la población. Cabe destacar que los principios con mejores calificaciones fueron: saludar diariamente, respaldar y divulgar las decisiones de la Compañía, cumplir los compromisos. Del mismo modo, los principios con las calificaciones más bajas fueron: construir conjuntamente con el equipo un plan anual de clima laboral, construir y hacer seguimiento al plan de desarrollo individual de cada trabajador y promover el uso de herramientas virtuales.

**Encuesta de clima y seguridad:** se contó con el 95,7% de la participación de la población, los resultados en general fueron positivos para Colombia, se situó entre los tres mejores países calificados a nivel del grupo y obtuvo un 85% del compromiso sostenible. Se destacan los resultados obtenidos en la categoría de preguntas de jefe, relaciones laborales y diversidad y compromisos sostenible.

## Metodologías de desarrollo

**Coaching:** busca que las personas establezcan las mejores metas, valoren objetivamente los recursos con que cuentan y emprendan acciones utilizando sus fortalezas. En el año 2016, se iniciaron 20 procesos de *coaching* con trabajadores Emgesa, lo cual equivale a 240 horas de procesos de desarrollo.

**Mentoring:** busca fortalecer y desarrollar las competencias emocionales y/o de gestión requeridas para un adecuado desempeño integral. En Emgesa se finalizaron dos procesos iniciados en el 2015 y se realizaron cuatro procesos durante todo el 2016. En total se ejecutaron 94 horas de *mentoring*.

**Tutores internos:** se renovó el programa de tutores internos, con miras a enfocarlo a la visión *Open power* y sus diez comportamientos; en el análisis realizado para el programa, se evidenciaron dos comportamientos clave relacionados con proponer nuevas soluciones, superando obstáculos y fracasos, y tomar decisiones en la actividad laboral y las asume con responsabilidad. Además de ello, se identificaron siete posibles tutores internos y pupilos, para que en el año 2017 se retome el programa.

## Eventos

### GetAbstract

Al evidenciar la necesidad que tienen los líderes de la Compañía de estar actualizados en temas de negocio, liderazgo y gestión de equipos, y siendo conscientes de las limitaciones de tiempo de los mismos, se lanzó la herramienta GetAbstract, a través de la cual podrán encontrar resúmenes de máximo cinco páginas de los mejores libros de negocio, liderazgo y actualidad. Con esta plataforma la Compañía busca brindar herramientas virtuales para fomentar el aprendizaje.

## Gestión del talento

### Performance appraisal

Durante el 2016 se implementó un nuevo modelo de evaluación, el cual se orienta al desarrollo y en el que se evalúan los diez comportamientos definidos por el Grupo Enel. Además se cuenta con una nueva escala y matriz de evaluación:



## Performance management

El *Performance management*, es el proceso a través del cual se concertan los objetivos que se tendrán durante un año en la Compañía, para este proceso se utilizaron las herramientas ORACLE a nivel global, y performance management a nivel local. El 93,80 % de los trabajadores de Emgesa concertaron objetivos.

### Feedback

Se implementó la herramienta ORACLE para el *feedback*. El 62,8% de los trabajadores incluyó sus comentarios, percepción y opinión de la información suministrada por el jefe en la retroalimentación. El 73,8% de los líderes incluyó comentarios frente a la retroalimentación suministrada a cada trabajador durante la retroalimentación.

## Formación

Dentro del plan de formación se incluyeron actividades orientadas al fortalecimiento de competencias técnicas, habilidades blandas prevención en salud ocupacional y seguridad industrial, idiomas, proyectos especiales, sistemas de gestión, cultura organizacional e innovación como factor de competitividad, conocimiento del negocio, entre otros.

La inversión en capacitación para el 2016, corresponde a la suma de 505 millones, un 6% inferior al 2015. El total de horas fue de 30.114 un 35% superior al año anterior y un total de participaciones de 6.664.

Así mismo, el promedio de horas de capacitación por persona fue de 54, lo que representa un incremento del 19% y el costo promedio por persona fue de \$ 900.984, un 17% más que el año pasado.

De acuerdo a los resultados obtenidos en las evaluaciones de percepción realizadas por los participantes, la capacitación fue calificada en 4,5 sobre 5,0 lo que indica un aumento de calidad del 2% en cuanto a facilitadores, contenidos y logística.

Durante el 2016, diez trabajadores cursaron el programa de profesionalización, que permite obtener un título profesional en ingeniería industrial.

## Proceso de calidad de vida

Durante el año 2016, Emgesa como Empresa Familiarmente Responsable, logró impactar de manera positiva la calidad de vida de sus trabajadores, promoviendo el balance entre la vida personal, familiar y laboral, con el desarrollo de programas e iniciativas orientadas al fortalecimiento de la equidad laboral, medidas de flexibilidad, apoyos económicos para los trabajadores, espacios de recreación para el trabajador y su familia y actividades culturales entre otras.

## Medidas de flexibilidad

De acuerdo a los programas realizados en el 2016, la utilización de las medidas de flexibilidad en EMGESA fue de 617. La medida de flexibilidad más valorada y registrada fue el día de balance.

Medidas de flexibilidad	Emgesa
Día de balance	353
Cumpleaños	92
Horario flexible	60
Halloween con los hijos	37
Trabajo remoto flexible	29
Primer día de cole	20
Asistencia familiar enfermo	16
Jornada comprimida en Navidad	7
Regreso postnatal gradual madres	3
Día de voluntariado y balance	0
<b>Total</b>	<b>617</b>

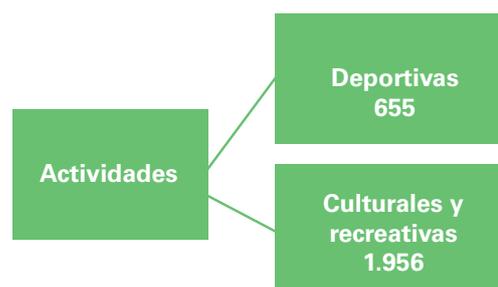
Tabla 8: Medidas de flexibilidad laboral

## Participación actividades deportivas, recreativas y culturales

En el transcurso del año 2016 se realizaron actividades deportivas y culturales para la integración y esparcimiento entre los compañeros de trabajo y las familias.

Las actividades deportivas fueron: natación, atletismo, voleibol mixto, baloncesto mixto, fútbol, tenis de mesa, bolos, tenis de campo, squash, karts, actividades de aventura y caminata ecológica, entre otras. El número de participantes por parte de Codensa en este tipo de actividades fue de 655 personas.

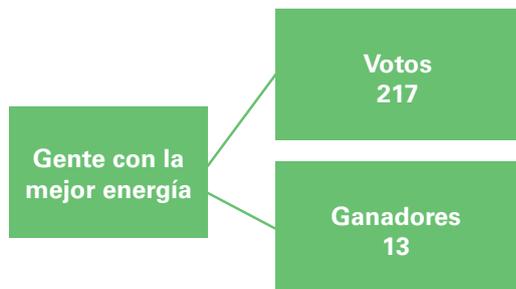
Las actividades culturales y recreativas realizadas durante el 2016 fueron: fiesta de los niños, fiesta de fin de año, novena de aguinaldos, Solo para mí, tardes criollas en centrales, desayunos culturales y miércoles de ceniza, entre otras.



## Gente con la mejor energía

Durante el 2016 se renovó el programa de reconocimiento Gente con la mejor energía con nuevas categorías alineadas con la filosofía *Open power*.

El programa tiene como objetivo brindarle a los trabajadores la oportunidad de ver en el otro valores y características merecedoras de exaltar. Las dos categorías nuevas y sus características son: Gente que renueva y Gente que deja huella.



## Sello de Equidad laboral - Equipares

Actualmente las compañías Codensa y Emgesa están certificadas con el Sello de Plata de la Certificación Equidad Laboral – Equipares. En el 2016 se dio continuidad a los planes de acción establecidos en las ocho dimensiones, con el fin de poder participar en la certificación de Sello de Oro. De acuerdo al *ranking* de las empresas más equitativas de Colombia, organizado por AEQUALES y el CESA, Emgesa se ubicó el puesto diez.

Durante el 2016 hubo participación en diferentes eventos internacionales para compartir la experiencia de ser cada día una empresa más equitativa para hombres y mujeres, entre ellos se encuentran: Foro ONU mujeres en el que participan las empresas más importantes del mundo que han trabajado en iniciativas hacia la mujer, Taller regional sobre gestión de la diversidad de género y atención al cliente Alemania y en el Tercer foro global empresas por la igualdad de género, en Panamá.

## Proceso de relaciones laborales

### Negociación colectiva ASIEB 2016 – 2019

Emgesa junto con la Organización Sindical de Ingenieros al Servicio de la Ingeniería (ASIEB) durante el mes de mayo de 2016, llevó a cabo la negociación colectiva de la primera Convención Colectiva de Trabajo suscrita con esta organización sindical para la vigencia 2016 – 2019, que regirá las relaciones con los trabajadores ingenieros afiliados a este sindicato, lo anterior en cumplimiento de las normas internacionales e internas y el respeto por los derechos colectivos.

Los principales puntos de acuerdo fueron los incrementos salariales, los permisos sindicales y otros beneficios relacionados con el apoyo económico a la organización sindical y la indemnización especial por terminación unilateral del contrato sin justa causa.

### Comité de convivencia laboral

Se llevó a cabo la jornada de votación para elegir a los representantes de los trabajadores que integrarán el Comité de convivencia laboral para la vigencia 2017-2018. Estas elecciones contaron con una importante participación de los trabajadores con 289 votos, quienes pudieron elegir entre los candidatos inscritos.

Este comité tiene como objetivo establecer espacios de participación, prevención, conciliación, presentación de iniciativas, planes de acción y mediación ante los posibles conflictos de acoso laboral que se puedan presentar en el desarrollo normal de las operaciones.



## Conciencia ética

La Compañía, a través de las inducciones corporativas, continuó con su programa de capacitación ética y prevención, dirigido esta vez a todo el personal que ingresó durante el año 2016, mediante al programa HACER, cuyo objetivo es la consolidación de una cultura ética de prevención de faltas en los trabajadores.

El desarrollo del programa HACER se fundamentó en los siguientes postulados:

- > Hacer y promover la adecuada realización de las funciones y competencias de los cargos.
- > Actuar, integrando la excelencia en el trabajo con el comportamiento ético y de buen trato a las personas.
- > Conocer la organización y los procedimientos que son aplicables a las labores.
- > Examinar las situaciones que se salgan de la normalidad de las funciones deteniéndolas y analizando cómo actuar.
- > Reportar a la Compañía o los superiores ante la existencia de incertidumbres o vacíos en las normas.

## Política de conflicto de interés

En el 2016, se realizó la emisión y divulgación de la Política 53, referente a conflictos de interés, en la cual fue incluido el concepto y las causales de reporte, así como el procedimiento que se debe adelantar una vez es recibido este reporte. Así mismo se emitió un formato que unificó el procedimiento para declarar este tipo de situaciones.

En el transcurso del año 2016, se realizó citación a jornadas de capacitación al 100% de los trabajadores, con un total de 38 jornadas de capacitaciones presenciales y cinco video conferencias.

Como consecuencia de estas jornadas de sensibilización, se recibieron un total de 922 reportes, los cuales han sido remitidos a los líderes de las áreas, según la política en mención y en un 80% se encuentran tramitados y cerrados en su totalidad.

## Proceso de administración de RHO

### Nómina

En el periodo enero a diciembre de 2016, el indicador de calidad y oportunidad del proceso de nómina cerró en 115%, garantizando así la eficiencia y eficacia en los procesos de la liquidación de la nómina y el cumplimiento de las obligaciones labores legales y convencionales, tributarias y de seguridad social para 907 personas, entre trabajadores activos y pensionados.

### Préstamos

La Compañía durante el año 2016 aportó recursos económicos para préstamos por un monto total de \$7.892.795.466, los cuales fueron otorgados a 253 trabajadores de Emgesa en las siguientes líneas de crédito.

Línea de préstamo	EMGESA S.A ESP	
	Valor	No. préstamos
1er Vivienda Convencionado	2.287.799.679	19
1er Vivienda Integral	1.199.497.850	8
2do Vivienda Convencionado	939.639.327	10
2do Vivienda Integral	1.047.512.811	6
Préstamo Capacitación	75.003.000	8
Préstamo Vehículo	981.699.331	29
Préstamo Estudio Superior	458.363.468	68
Préstamo libre Inversión	440.784.000	89
Préstamo Odontológico	5.380.000	2
Préstamo por Calamidad	19.000.000	3
Préstamo Universidad Garantizada	30.000.000	1
<b>Total general</b>	<b>7.892.795.466</b>	<b>253</b>

Tabla 9: Préstamos a trabajadores

## Gestión de cartera empleados

La cartera por concepto de préstamos del personal activo y retirado de la Compañía y el saldo al 31 de diciembre de 2016 asciende a la suma de \$20.920 millones.

El acumulado de préstamos desembolsados durante el año 2016 asciende a 253 préstamos, por un valor total de \$7.892 millones.

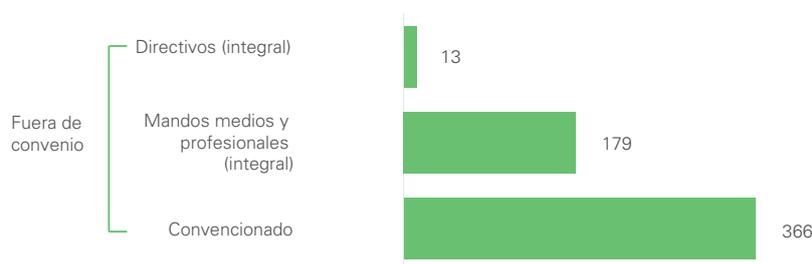
# Proceso de planificación, organización y compensación

## Gestión de personal

El total de trabajadores directos de Emgesa al cierre de 2016 fue de 558, superior en un 9,4% al cierre del año inmediatamente anterior. El 97,5% de los trabajadores tenían contrato a término indefinido y su clasificación se especificaba así:



### Clasificación de trabajadores



Gráfica 19: Clasificación de los trabajadores por tipo de vinculación

Adicionalmente, Emgesa cerró el 2016 con un total de 34 aprendices (regulado por Cuota Sena) y 17 practicantes universitarios (convenios con universidades).

## Compensación

De acuerdo con la política de compensación de la Compañía y buscando mejorar la competitividad salarial, la equidad interna y la retención del personal, se realizaron 75 nivelaciones salariales al personal directo, 38 para el personal convencionado y 37 para el personal fuera de convenio (régimen integral) directivos, mandos medios y profesionales.

## Estructura organizativa

Para el período comprendido entre enero y diciembre de 2016, se continuó con la aplicación del nuevo modelo organizativo del Grupo Enel denominado Matrix a nivel Colombia, en las distintas áreas *holding*, líneas globales services y líneas globales de negocio.

Los principales cambios en los distintos niveles organizativos a nivel país, que se soportaron con las respectivas directivas organizativas fueron los siguientes:

### Línea de negocio generación

En esta línea de negocio, Generación cambió el nombre y pasó a denominarse Generación Térmica y se creó la Unidad Energías Renovables, debido al nuevo despliegue organizativo de cada Unidad.

### Áreas staff y servicios

Se crearon tres unidades que reportarán a la Gerencia de Sostenibilidad: Proyectos de Sostenibilidad y Comunidades, Plan Social Hidroeléctrico El Quimbo y Nuevos Proyectos de Sostenibilidad y Financiación Externa.

En la Gerencia Recursos Humanos y Organización se creó la unidad de Business Partner HR Energías Renovables para gestionar las actividades de la función en dicha línea de negocio. La anterior unidad de Business Partner HR Generación pasó a denominarse Business Partner HR Generación Térmica.

En la Gerencia Comunicaciones dada la relevancia en su estructura de las comunicaciones digitales, se creó formalmente la Unidad Comunicaciones Digitales.

En la Gerencia de Auditoría se crearon tres unidades del siguiente nivel organizativo: Auditoría Staff y Cumplimiento, Auditoría Aprovechamientos y Market y Auditoría Infraestructura y Redes.

## Salud, seguridad, medio ambiente y calidad

En Emgesa, la gestión de salud y seguridad laboral para 2016 se fundamentó en la promoción de la cultura del auto-cuidado y el cuidado mutuo procurando que los trabajadores se empoderen de su propia seguridad y salud dentro de la Empresa.

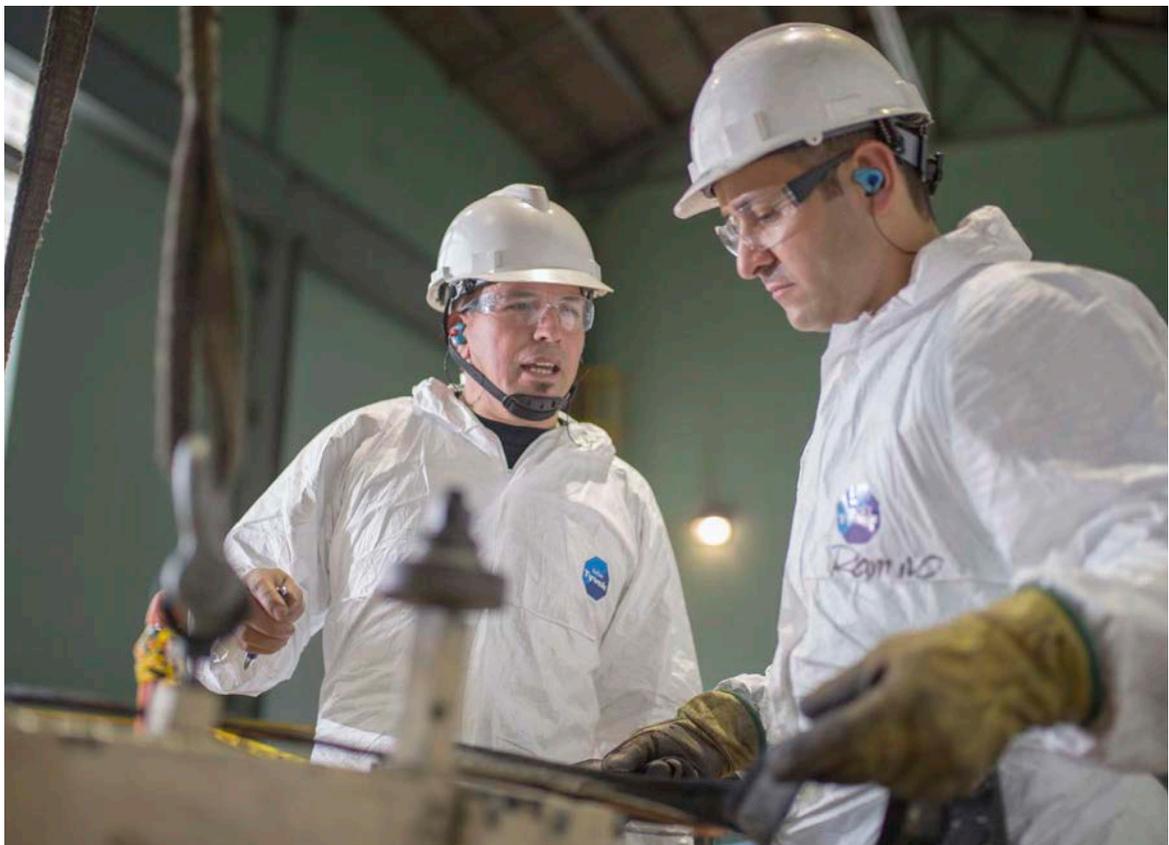
Con el apoyo de consultores especializados se diseñaron, implementaron y divulgaron acciones y estrategias para el reconocimiento de las buenas prácticas, así como para la promoción de los comportamientos seguros. Entre otras iniciativas que se han desarrollado se encuentran:

- > Obras de teatro invisible en el que se llevó la sensibilización al frente de trabajo de forma inesperada y divertida.

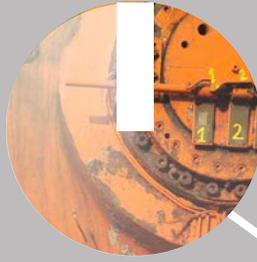
- > Elección de los individuos más seguros en cada centro de trabajo, para formar una gran red de inspiradores de seguridad que promuevan las iniciativas.
- > Jornadas de trabajo en la que los líderes se acercaron a frentes de trabajo propios y de contratistas para conocer a las personas y saber un poco más de sus dificultades o de las condiciones de su día a día.

Durante 2016 no se presentaron accidentes mortales ni graves para personal propio o contratista, para un total aproximado de 5'514.364 horas hombre trabajadas. Se promovió la evaluación constante del personal para identificar necesidades puntuales en formación técnica y de seguridad de tal forma que el plan de formación se enfocara en los riesgos de exposición para mitigarlos. Las horas hombre capacitadas en seguridad y salud laboral para 2016 fue de 6.479.

Con el apoyo y las buenas prácticas compartidas del Grupo, entre las cuales se encuentra la iniciativa *Safety Moving Parts*, que buscaba analizar equipos/maquinaria con probabilidad de falla en controles y guardas que pueden generar riesgos mecánicos y de atrapamientos, se avanzó en las mejoras de condiciones de trabajo de las centrales.









## 9\_Gestión de auditoría interna

Durante el 2016 la gestión de auditoría interna estuvo encaminada principalmente a fortalecer y actualizar prácticas y metodologías de gobierno corporativo, de cumplimiento y de aseguramiento de riesgos en la Compañía. Así, se logró fortalecer el sistema de control interno en la Empresa, con el objetivo de mejorar la calidad, la transparencia, el servicio, la competencia y el liderazgo en el sector y en el país.

Entre las principales acciones que se desarrollaron en 2016 se destacan:

## Conducta corporativa

En diciembre de 2016 la Junta Directiva aprobó el nuevo modelo de cumplimiento, *Enel Global Compliance Program*, que ha sido diseñado como una herramienta para la governance, encaminada a fortalecer el compromiso ético y profesional del Grupo para prevenir la comisión ilícita de delitos que pueden traer responsabilidad penal de la Compañía y riesgos reputacionales asociados.

Durante el 2016 se realizó la publicación del documento Modelo de Prevención de Riesgos Penales, el cual tiene como finalidad dotar a la Compañía de un sistema de control que prevenga la comisión de delitos y situaciones no éticas en todos los procesos, en cumplimiento a lo que dispone la normativa y legislación aplicable para Colombia y los países del Grupo Enel.

También se realizó la actualización de la Matriz de controles para la prevención y mitigación de riesgos de delitos en la Compañía, por medio de la realización de más de 40 mesas de trabajo que incluyeron divulgación, capacitación y actualización en conjunto con todas las áreas de la Empresa. Resultado de esta actividad, el 74% de los controles son nuevos o han sido totalmente rediseñados de acuerdo a la nueva organización de la Compañía y sus procesos actuales.

Se encuentra funcionando activamente el Comité de Cumplimiento Interno de Emgesa, que tiene la responsabilidad de monitorear la implementación y la adecuación de los programas de cumplimiento enmarcados en herramientas, protocolos y sistemas de control para asegurar actuaciones transparentes, honestas, justas y éticas en el desempeño de las actividades.

Durante el año se realizó un ciclo de formación presencial en temas de anticorrupción, ética, compliance, dirigido a los empleados de la Compañía y a empresas contratistas, con el objetivo de reforzar los valores que hacen parte del perfil corporativo de Emgesa, e incentivar la transparencia en todas las actuaciones de quienes tienen relación con la Compañía (empleados, contratistas, proveedores, clientes, gobierno).

En total se realizaron 20 sesiones de capacitación en ética, anticorrupción y compliance, que sumaron más de 30 horas de formación presencial tanto en sedes administrativas como en centrales, formando más de 300 empleados y más de 80 contratistas.

Como parte de este ciclo de formación se incluyó un módulo de ética y compliance en el programa Fortaleciendo aliados, iniciativa que se desarrolló en convenio con la Cámara de Comercio de Bogotá y orientada a apoyar a las empresas colaboradoras por medio de las asesorías integrales en temas administrativos, financieros, mercadeo y ventas, de ética y compliance, innovación y demás relacionados con la gestión empresarial, con el objetivo de mejorar su productividad y competitividad.

Adicionalmente, se diseñó la campaña de comunicación interna #YoLoHagoBien, a través de la cual se realizaron diferentes interacciones en medios internos como correos interactivos, intervención de espacios, entregables personales y acciones simbólicas de compromiso con el objetivo de generar concientización para hacer las cosas bien en las labores que realizan los empleados.

Entre los programas y protocolos con los que cuenta Emgesa y para los cuales se realizaron diferentes actividades de actualización, sensibilización y capacitación en el año 2016 se resaltan: Código ético; Plan de Tolerancia Cero con la Corrupción; Modelo de Prevención de Riesgos Penales; Protocolo de ofrecimiento y aceptación de regalos obsequios y favores; Protocolo de actuación en el trato con funcionarios públicos, entidades de control y autoridades; Política de conflicto de interés; Políticas para contratación de consultorías; y Política para análisis de contrapartes.



Por otra parte, se monitorearon y gestionaron los diferentes canales de comunicación que se han dispuesto como mecanismos de denuncia (canal ético, correos, llamadas, entre otros), con el objetivo de proteger a los denunciantes ante represalias o conductas discriminatorias, asegurando la confidencialidad de su identidad y realizando un adecuado análisis y cierre de los hechos denunciados.

En el 2016 Emgesa continuó su participación activa en el compromiso de la acción colectiva para la ética y transparencia del sector eléctrico que busca promover la sana competencia, la confianza y la sostenibilidad de las empresas y el sector, considerando las mejores prácticas y los lineamientos globales en materia de transparencia, anticorrupción y cumplimiento normativo.

En esta acción colectiva se trabajó en la sensibilización y cierre de brechas del sector y de la Empresa frente a los principios de transparencia internacional, en el mapa de riesgos de competencia del sector eléctrico y de la Empresa, entre otras actividades que han sido cumplidas por la compañía y los 28 miembros de la acción colectiva.

Los retos para el futuro contemplan continuar con la actualización e implementación de las mejores prácticas, y ser referentes en el país en materia de gobierno corporativo, compliance, ética, transparencia, y lucha contra la corrupción.

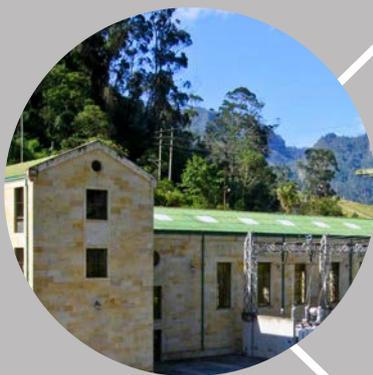
## Función de auditoría y aseguramiento de riesgos

Durante todo el 2016 se siguió trabajando en la alineación de los lineamientos de la función respecto a las mejores prácticas, incluyendo un nuevo sistema de información que soporta la gestión de la función de auditoría y *compliance*.

Se realizaron diez auditorías, en las cuales se revisaron la arquitectura de control, el cumplimiento de los procedimientos internos y de la legislación externa, así como la gestión de riesgos en procesos como gestión ambiental en plantas térmicas, gestión de contratos de carbón, gestión de negociaciones en *trading*, sistema de poderes, confiabilidad de los proveedores, gestión del sistema procedimental, entre otros.

Así mismo, se monitoreó el avance y cumplimiento de los planes de acción producto de auditorías anteriores, con el objetivo de solucionar debilidades y mejorar los procesos internos de la Empresa.





10\_Gestión jurídica

La misión de la gestión jurídica es brindar apoyo y asesoría constante a todas las áreas de Emgesa con el fin de apalancar la obtención de los resultados, mediante la detección temprana de los riesgos y oportunidades legales para la prevención de riesgos y la correcta dirección y asesoría adecuada para la toma de decisiones al interior de la Organización.

A continuación se presentan los principales hitos de la gestión en 2016:

- > Se trabajó activamente en la estructuración de nuevos negocios para la comercialización de energía eléctrica y gas natural, así como en el análisis de las propuestas regulatorias de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y en el seguimiento a las iniciativas legislativas que impactan las actividades de la Empresa. Así mismo, se dio oportuna respuesta a los requerimientos de diversos entes de vigilancia y control.
- > Se obtuvo ante la Superintendencia de Notariado y Registro un nuevo código registral denominado "transferencia de dominio por compensación", mediante la Resolución 10302 del 15 de septiembre de 2015, el cual permite superar las dificultades que se tenían para proceder a la titulación de los predios a entregar por parte de Emgesa a los beneficiarios de los reasentamientos colectivos, ante la ausencia de una figura que se enmarcara totalmente

a las transferencias mutuas originadas en la obligación de compensar prevista en la licencia ambiental del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, a cambio de la entrega de los predios requeridos declarados de utilidad pública.

- > Se gestionó la acción popular instaurada por los Piscicultores de Betania (y coadyuvada por la Gobernación de Huila), para impedir el decreto del cierre de la operación de la Central Hidroeléctrica El Quimbo, pese a las cinco peticiones impetradas a lo largo del año por los mencionados actores y coadyuvante para hacer cesar la generación de energía; además se gestionaron 108 tutelas interpuestas en contra de la hidroeléctrica, con un índice de éxito de fallos favorables del 96%.
- > Se apoyó la incursión en el mercado de derivados financieros con subyacentes energéticos en la plataforma Derivex, y se soportó la estructuración de las garantías suficientes para afrontar de manera segura coyunturas sectoriales como la derivada de la intervención de Electricaribe.
- > Se atendieron las investigaciones ambientales y los procesos sancionatorios que han surgido por la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, teniendo un total de 28 procesos, de los cuales 20 están activos y 8 fueron archivados.









## 11\_ Gestión de sistemas y telecomunicaciones

La Compañía reconoce la transformación digital como un factor primordial de crecimiento, innovación y liderazgo. Por esta razón se emprendió un plan de acción para converger en los próximos tres años hacia un modelo digital que le permita a Emgesa aprovechar y potenciar los beneficios que hoy en día están aportando las tecnologías de la información y telecomunicaciones a los negocios.

Durante el 2016 se dio inicio a este plan de transformación digital, focalizando los esfuerzos en los siguientes pilares de actuación:

## Nuestros activos

Buscamos la gestión eficiente de los activos instalados en nuestras redes mediante el uso de la tecnología digital para la conexión y gestión remota, automatizando así los procesos de negocio y mejorando el rendimiento operativo de los activos.

En este pilar estratégico desarrollamos los siguientes proyectos:

### > *E4E – Evolution for Energy:*

Este proyecto busca converger tecnológicamente hacia un modelo global para la gestión de los procesos y los activos de las empresas del grupo, incorpora las mejores prácticas globales e integra todo el ciclo de vida de los activos de Emgesa. Los principales beneficios de esta implementación tienen que ver con la estructuración de planes de inversión en activos para garantizar la sostenibilidad de la operación, con la optimización de la gestión de activos de acuerdo a estándares internacionales, con la gestión técnica de contratos que optimiza la operación y la respuesta al cliente y con la mejora en la gestión de inventarios.

### > Centro de gestión de la medida

Se implementó el Centro de gestión de la medida Emgesa, el cual le permite interrogar los medidores de los clientes, en infraestructura reciente y robusta en la nube, cumpliendo los requerimientos legales establecidos para esta función.

### > Sistema PWAY

Mediante la implementación de este sistema se logró automatizar la inspección, seguimiento, análisis de equipos técnicos en las centrales, incluidos todos los

procesos de HSEQ, así como el control de operaciones y mantenimiento, lo cual se ve materializado en ahorros en costes de mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos de las centrales y aumento de la eficiencia en procesos, así como en una mayor cobertura para estos procesos.

### > Proyecto de seguridad tecnológica

Hoy en día, la seguridad es una condición esencial para la innovación y el desarrollo, por esta razón se implementó una plataforma y una estructura unitaria y nuevas tecnologías capaces de afrontar nuevos retos en la era digital, no sólo en la protección de datos sino pasando a una lógica de gestión de la información. En esta línea se realizó la renovación y actualización de la plataforma del Sistema de Prevención de Intrusos, con el fin de soportar nuevas funcionalidades y mantener protegidas todas las zonas de servicios críticos ante intrusiones o posibles ataques cibernéticos.

## Procesos internos

A través de la transformación digital la Compañía quiere industrializar los procesos internos, la adopción de una lógica de trabajo orientada a los servicios, haciendo los flujos de trabajo automáticos, con el fin de mejorar la calidad, transparencia y control con un consiguiente aumento en la productividad.

En este pilar se desarrollaron los siguientes proyectos:

### > Proyecto Archibus – *Real State*

Su foco es la gestión de la compra-venta de propiedades, arriendos y administración de impuestos a través de la implantación del sistema Archibus, una solución en la nube que incorporó las mejores prácticas del mercado, la cual permite la optimización de las decisiones de adquisición y gestión de dichos bienes.

### > Proyecto Eres digital

Se realizó la evaluación del nivel de competencias digitales que tienen los empleados, con el fin de estructurar la comunidad digital que serán los responsables de movilizar a toda la Organización en la adopción de los perfiles digitales requeridos.

### > Nueva intranet

Se implementó la nueva intranet corporativa, un proyecto desarrollado bajo un nuevo ecosistema de herramientas y servicios digitales centrados en las necesidades de la gente de Emgesa, destinadas a aumentar la productividad a favor de la colaboración y compartir información.

### > CRM Relacionamiento institucional

Este proyecto tuvo como objetivo proveer una herramienta tecnológica para llevar toda la trazabilidad de los contactos presenciales, telefónicos y otros que se establecen entre Emgesa y las diferentes entidades sectoriales del país, permitiendo ofrecer información oportuna y consolidada de los compromisos y/o acuerdos que se realizan con estos grupos de interés.

### > GP\_2One

Programa de carácter estratégico que tiene como objetivo unificar los procesos y mejores prácticas de aprovisionamiento y compras para todos los países y todas las sociedades que pertenecen al Grupo Enel. Se implementó en julio de 2016 e incorporó una plataforma única apalancada en cinco sistemas.

### > Proyecto One click

Se dio inicio al nuevo servicio de microinformática para todos los funcionarios en Emgesa, el cual incorporó nuevos canales de atención y el uso de la herramienta *Service now* con un modelo de servicio que promete simplificar la vida laboral pasando de un modelo tradicional centrado en el dispositivo, a un modelo que se centra en la persona y su experiencia de usuario. En el nuevo modelo se han diseñado los servicios desde la perspectiva de quien los usa.

### > Transformación servicios de *Data center al cloud*

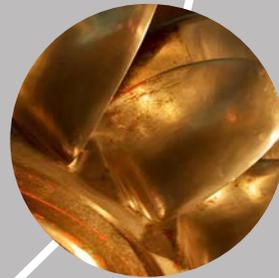
De acuerdo con la estrategia global de modernización y adopción de las nuevas tendencias tecnológicas, se realizó la migración de los servicios de *Data center* a un modelo de servicios bajo *Cloud*.

### > BIP (*Budget Industrial Plan*)

Con el objetivo de mitigar posibles riesgos por procesos manuales, se automatizó el proceso de generación del presupuesto de modelos del mercado, mejorando su ejecución y asegurando la calidad de la información.







12\_Gestión de servicios administrativos y seguridad



Se destaca el logro del indicador de cero accidentes laborales de empleados propios y de empresas contratistas a su cargo, con lo que se reafirmó su compromiso con los lineamientos estratégicos relacionados con las personas y la calidad de los servicios.

A su vez, para alcanzar los estándares de seguridad, calidad, gestión ambiental y eficiencia en costos, se lideraron proyectos tales como Cero Papel y Racionalización del consumo de energía- Apagar paga, que tuvieron una respuesta muy positiva por parte de los empleados y cuyas iniciativas continuarán implementándose durante el 2017.

Se consolidó la operación del Centro de Atención de Servicios Administrativos CASA, mediante la atención de 22.276 solicitudes durante el año con un nivel de servicio del 91,61%. Además, se definieron las especificaciones técnicas para hacer la transición a nuevas herramientas corporativas como *Service Now* y *Archibus* que tienen como objetivo mejorar la eficiencia en los procesos de atención al cliente interno.

Se destacan además los siguientes logros:

## Seguridad

Con el propósito de garantizar la protección y seguridad de las personas, activos y operaciones técnicas, durante el año se realizaron 35.011 inspecciones de seguridad.

Con respecto a la gestión de riesgos y prevención del fraude se orientaron las actividades de este proceso al cumplimiento de tres pilares fundamentales:

- > **Gestión de incidentes por corrupción y delitos:** se gestionaron 21 incidentes reportados por distintos canales de la Compañía. Al 31 de diciembre se realizó el cierre de 11

casos, entre los que se incluyó la totalidad de los incidentes recibidos durante el año 2015. Una de estas denuncias fue trasladada para el inicio de acciones judiciales ante las autoridades competentes.

- > **Gestión de riesgos de las contrapartes:** con el fin de identificar y reducir los riesgos reputacionales y jurídicos que se pueden derivar de las relaciones comerciales o contractuales que establece la Compañía, durante el año fueron gestionados 75 análisis de contrapartes. El proceso fue fortalecido mediante la definición de los grupos mercológicos con mayor riesgo de exposición de LA/FT (Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo) en Colombia, así como con la implementación de un comité interdisciplinario que apoya a todas las unidades de negocio en el proceso de toma de decisiones.
- > **Sistema de gestión de crisis e incidentes:** acorde con lo establecido en la política Gestión de crisis e incidentes, se realizó un ejercicio de simulación de crisis, con el propósito de lograr la articulación de las acciones y los equipos de las áreas que tienen a su cargo la responsabilidad de coordinar, comunicar y tomar decisiones durante la atención de eventos que puedan derivar en emergencias y crisis.

## Seguridad de la información

El eje central de actuación fue dar cumplimiento a la Ley 1581 de 2012 "Régimen General de Protección de Base de Datos Personales" en lo concerniente a la identificación y registro de las bases de datos personales en la Superintendencia de Industria y Comercio. Durante el 2016 se registraron cinco bases de datos claves para la operación de Emgesa, adicionalmente se oficializó el nombramiento del oficial de protección de datos personales.

Se participó en la segunda fase del proyecto *Compac* el cual busca eliminar los conflictos de segregación de funciones en las aplicaciones informáticas relevantes, evitando que se puedan generar inconvenientes graves en la operación.

## Gestión inmobiliaria

**Centrales río Bogotá:** se realizó el análisis catastral del territorio y la caracterización social de las ocupaciones informales ubicadas en las zonas prioritarias para la operación de las centrales.

**Central Guavio;** como respuesta a pretensiones de explotación minera en las zonas aledañas a la Central, se organizó la cartografía relacionada con los títulos mineros para poder anticipar los impactos sobre la operación y el cuidado del medio ambiente circundante.

Se migró toda la información cartográfica a un sistema de información geográfica en los sistemas de coordenadas oficiales.

**Central Betania:** a partir del plan de vigilancia y estrategia de seguimiento y control de ocupaciones implementado, se logró la eliminación del 21% de las ocupaciones instaladas sobre los predios del embalse, adicionalmente la aparición de nuevas ocupaciones se redujo en un 90%.

Se adelantó la socialización de la problemática de las ocupaciones informales sobre la zona de ronda del embalse y se declaró el riesgo de las mismas ante entidades como La Corporación Autónoma regional del Magdalena (CAM), Procuraduría Ambiental y Agraria, Agencia Nacional de Licencias Ambientales y las administraciones municipales, logrando sensibilizar sobre la importancia del ordenamiento del embalse.

Se migró toda la información cartográfica de la central a un sistema de información geográfica en los sistemas de coordenadas oficiales.

**Central El Quimbo:** con la entrada en operación de la Central El Quimbo, se recibieron un total de 1.214 predios con un área total de 21.389 Has para su gestión, de los cuales en el 2016 se lograron cerrar escrituraciones de 47 predios y cuatro posesiones a favor de Emgesa equivalentes a 136 Has (81,9 Has requeridas para embalse, 45,2 Has para ronda y restauración y 9,6 para otras afectaciones). Se logró

la escrituración de 18 transferencias de dominio por compensación para los reasentamientos colectivos Santiago y Palacio y Llanos de La Virgen.

## Control contratistas

Con el propósito de mitigar los riesgos jurídico laborales derivados de la contratación de servicios, garantizar el cumplimiento de las obligaciones contractuales y a su vez fortalecer las relaciones con las empresas contratistas se desarrollaron las siguientes acciones:

### Control laboral

- > Se realizaron 32 inspecciones laborales a los diferentes contratos para validar el cumplimiento de los aspectos jurídicos laborales.
- > Se ejecutaron siete auditorías integrales con el fin de verificar el cumplimiento del servicio contratado en los temas de obligaciones jurídico laborales, HSEQ, facturación y requisitos contractuales.
- > Se participó en 16 materializaciones, validando cumplimientos laborales del nuevo contrato.
- > Se realizó trimestralmente la evaluación de desempeño *vendor Rating* para más de 80 contratos en lo relacionado con el cumplimiento de obligaciones jurídico laborales, la cual busca que estas empresas tengan una mejora continua en la prestación de sus servicios.

## Programas de formación y desarrollo

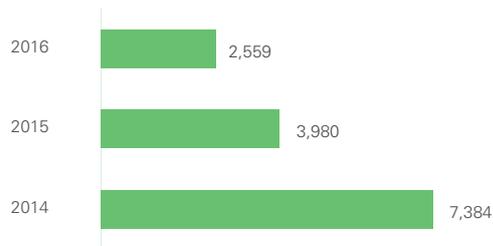
Durante el segundo semestre del 2016 se inició el programa de fortalecimiento de proveedores, Fortaleciendo aliados, en convenio con la Cámara de Comercio, con la participación de ocho empresas contratistas. El programa tiene como objetivo mejorar la productividad y competitividad en el mercado de estas empresas, a través de formación y asesoría integral en temas relacionados con la gestión empresarial tales como: mercadeo y ventas, finanzas, ética y cumplimiento, innovación entre otros.

## Gestión de la información - estadística

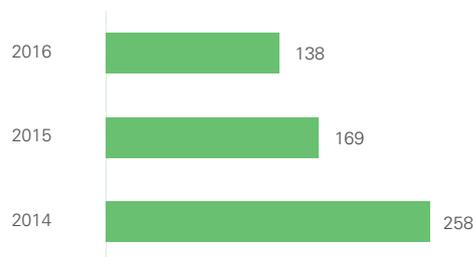
La información estadística presentada muestra una disminución en el número de empresas, servicios contratados, trabajadores y Horas Hombre Trabajadas (HHT) debido principalmente a la finalización del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo.

### Información a diciembre 2016

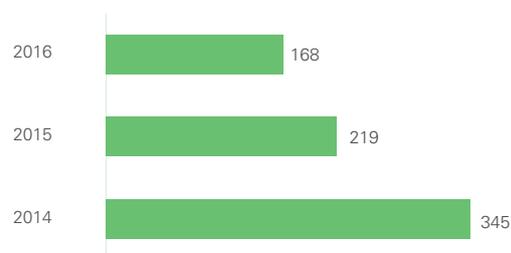
#### Evolución trabajadores



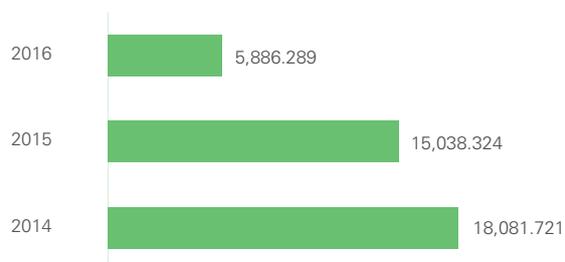
#### Evolución de empresas contratistas



#### Contratos de Servicios



#### HHT's





Misión  
Cada día es salud





## 13\_Gestión financiera

A continuación se presentan las cifras e indicadores financieros más relevantes del 2016 en cuanto a la gestión de Emgesa:

	2015	2016	Variación
Ingresos operacionales	3.268.277	3.514.106	7,52%
Costos y gastos operacionales	1.349.939	1.322.898	-2,00%
Margen de contribución	1.918.338	2.191.209	14,22%
Gastos de administración	192.909	206.728	7,16%
Ebitda	1.725.429	1.984.481	15,01%
Utilidad antes de impuestos	1.393.048	1.236.155	-11,26%
Provisión Impuesto de renta	507.593	482.430	-4,96%
Utilidad neta	885.455	753.725	-14,88%

Cifras NIF en millones de pesos

**Tabla 10: Principales cifras e indicadores financieros (2015-2016)**

Los ingresos operacionales de Emgesa en 2016 alcanzaron los \$3.514.106 millones, un 7,52% superior respecto al año 2015. Este incremento se debe principalmente a un mayor volumen de ventas de energía a través de contratos (mercado mayorista +6,8% anual y mercado no regulado +4,0% frente al año anterior) y mejores precios, derivados del efecto favorable del Índice de Precios al Productor (IPP), al cual se indexan la mayor parte de contratos del mercado, así como a los mayores ingresos por ventas en el mercado *spot*, debido a un mayor volumen de venta (+7% frente al año anterior) y mayores precios, como consecuencia de la presencia del fenómeno de El Niño en los primeros meses del año. Para la segunda mitad del año la hidrología del país se incrementó, reflejándose en la normalización del precio de la energía en bolsa.



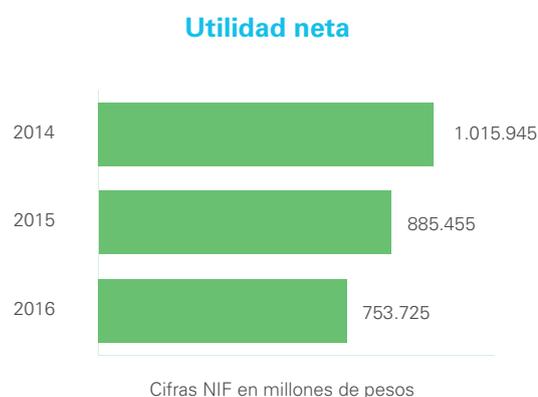
**Gráfica 21: Ingresos operacionales (2014-2016)**

Por su parte, el costo de ventas llegó a \$1.322.898 millones, inferior en un 2% con respecto al año anterior, explicado principalmente por un menor consumo de combustibles debido a que la generación térmica fue inferior a la del año 2015, y a las menores compras de energía en bolsa especialmente durante la segunda mitad de 2016.

Los gastos de administración, por valor de \$206.728 millones, presentaron un incremento del 7,16% respecto al año anterior, debido principalmente a un mayor nivel de IPC respecto al 2015 que impactó el costo de los contratos cuyo reajuste está indexado a este índice.

Por lo anterior, el Ebitda se consolidó en \$1.984.481 millones, lo que evidencia un incremento del 15,01% frente al resultado de 2015 y un margen Ebitda del 56,47% sobre los ingresos operacionales.

Finalmente, la utilidad neta de la Compañía durante 2016 fue de \$753.725 millones, lo cual representó una reducción del 14,88% con respecto al año anterior, explicada principalmente por un aumento del 164,86% en el gasto financiero neto respecto al año anterior, al pasar de \$167.332 millones en 2015 a \$443.191 millones en 2016. El incremento significativo en el gasto financiero obedeció a la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica El Quimbo en el mes de noviembre de 2015, a partir de lo cual se suspendió la capitalización del gasto financiero de la deuda tomada para la financiación de este proyecto; al mayor Índice de Precios del Consumidor (IPC) promedio durante el corrido de 2016 en comparación con el año anterior, indicador al cual se encontraba indexada el 66% de la deuda vigente al 31 de diciembre de 2016; y al incremento en el saldo promedio de deuda durante 2016 para financiar el capex de la Compañía.



**Gráfica 22: Utilidad neta (2014-2016)**

A 31 de diciembre de 2016 los activos totales de la Compañía sumaron \$9.037.237 millones, de los cuales el rubro de propiedad, planta y equipo neto, representó el 87,7% por valor de \$7.922.553 millones de pesos, y el efectivo e inversiones temporales ascendieron a \$635.372 millones de pesos, equivalente al 7% del total de activos. Frente al corte del 31 de diciembre de 2015, el total de activos presentó un crecimiento del 2,2%, debido principalmente a un mayor saldo de caja y a la inversión en la Central Hidroeléctrica El Quimbo efectuada durante el año.

Activos	2015	2016	Variación
Activo corriente	773.390	872.491	12,81%
Activo no corriente	8.066.486	8.164.745	1,22%
<b>Total activos</b>	<b>8.839.876</b>	<b>9.037.237</b>	<b>2,23%</b>

Cifras NIIF en millones de pesos

**Tabla 11: Activos (2015-2016)**

El pasivo total de Emgesa al cierre de 2016 fue de \$5.541.275 millones de pesos, aumentando un 4,9% frente al cierre de 2015.

Pasivo y patrimonio	2015	2016	Variación
Pasivo corriente	1.574.222	1.281.730	-18,58%
Pasivo no corriente	3.707.542	4.259.544	14,89%
Total pasivos	5.281.764	5.541.275	4,91%
Total patrimonio	3.558.112	3.495.962	-1,75%
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>8.839.876</b>	<b>9.037.237</b>	<b>2,23%</b>

Cifras NIIF en millones de pesos

**Tabla 12: Pasivo y patrimonio (2015-2016)**

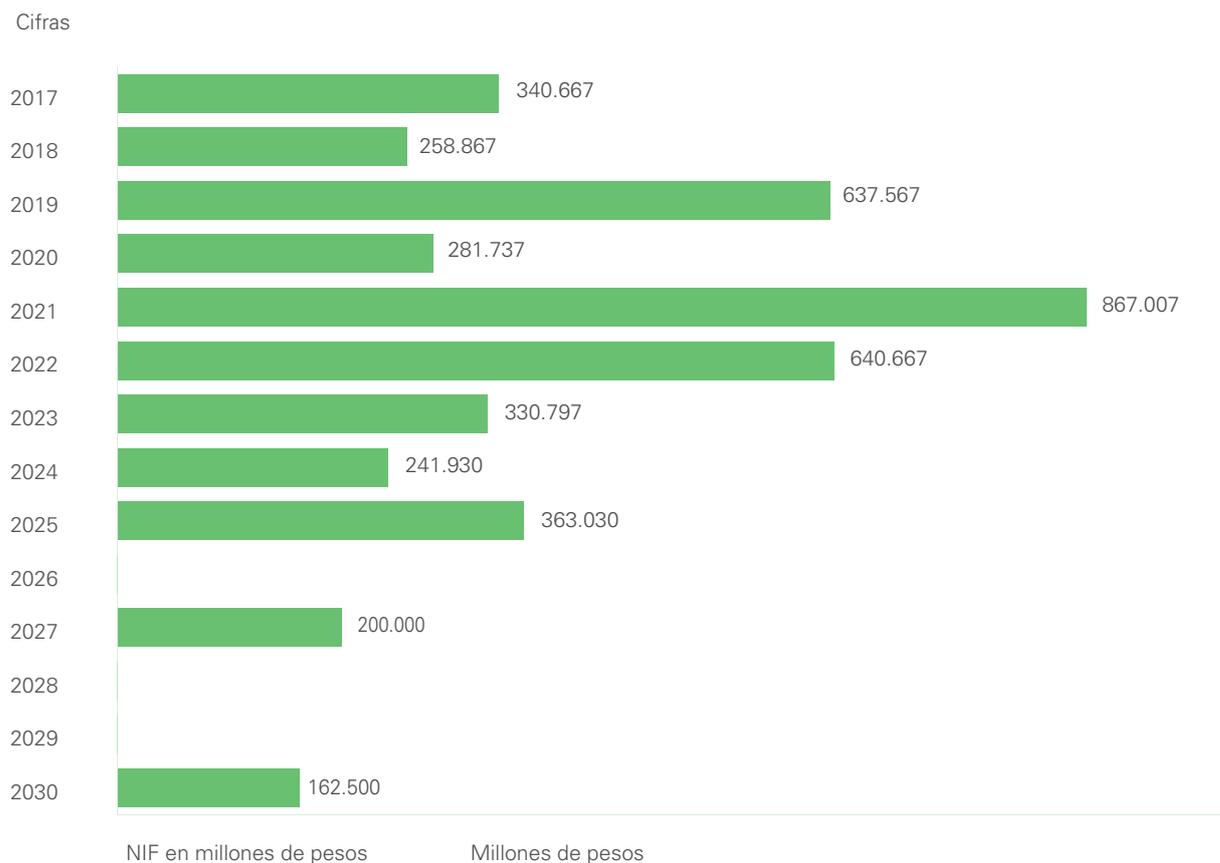
En cuanto al nivel de endeudamiento, al corte del 31 de diciembre de 2016, Emgesa registró una deuda financiera de \$4.324.767 millones, un 8,62% superior al endeudamiento registrado al cierre del año 2015.

Se realizaron dos emisiones de bonos durante el año por un valor total de \$825.000 millones de pesos, recursos que fueron destinados a sustituir obligaciones financieras de corto plazo y a la financiación del plan de inversiones de la Compañía. La emisión del séptimo tramo del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Emgesa se realizó el 11 de febrero de 2016 por un monto total de \$525.000 millones en dos series de tres y siete años con tasas de IPC + 3,49% e IPC + 4,69%, respectivamente. La emisión del octavo tramo por un monto total de \$300.000 millones se realizó el 27 de septiembre en una única serie a seis años a tasa fija al 7,59% E.A.

Así, la deuda financiera al 31 de diciembre de 2016 se encontraba dividida entre bonos emitidos en el mercado de capitales local por \$3.173.340 millones, bonos indexados a pesos colombianos emitidos en el mercado internacional por \$736.760 millones y créditos bancarios por valor de \$414.667 millones.

Emgesa mantuvo al cierre del año 2016 el 100% de su deuda en pesos, y el 92% de la deuda financiera a largo plazo. El 66% de la deuda contaba con intereses indexados al IPC, el 7% a IBR, y el 27% restante a tasa fija.

A continuación presentamos el perfil de vencimientos de Emgesa al corte del 31 de diciembre de 2016:



**Gráfica 23: Perfil de vencimiento de la deuda (2017-2030)**

Por su parte, el patrimonio de la Compañía ascendió a \$3.495.962 millones al cierre del 2016, el cual presentó una variación negativa de 1,75%, explicada principalmente por un mayor reparto de utilidades que se ve compensado por el incremento en la reserva por depreciación acelerada.

## Dividendos

El 29 de marzo de 2016 la Asamblea General de Accionistas en su sesión ordinaria aprobó la distribución de utilidades del periodo enero a diciembre de 2015, neto de la Reserva por Depreciación Acelerada (Artículo 130 del Estatuto Tributario), por un monto total de \$807.284 millones.

En 2016 Emgesa pagó un total de \$795.157 millones de pesos en dividendos a sus accionistas, correspondientes al ejercicio septiembre - diciembre de 2014 y a las dos primeras cuotas de los dividendos sobre la utilidad neta de 2015, equivalentes al 75% del dividendo total decretado con cargo a dichas utilidades.

## Calificaciones vigentes

El 4 de mayo de 2016 Fitch Ratings Colombia afirmó en 'AAA(col)' y 'F1+(col)' las Calificaciones Nacionales de Largo Plazo y Corto Plazo respectivamente, de Emgesa S.A. ESP. Asimismo, afirmó en 'AAA(col)' la calificación del Programa de Bonos por \$3,715 billones de Emgesa con perspectiva estable.

Igualmente, la calificación internacional de Emgesa como emisor de deuda corporativa de largo plazo en moneda local y extranjera fue ratificada en BBB por Standard & Poor's el 22 de agosto de 2016 y por Fitch Ratings el 4 de mayo de 2016. En el caso de S&P, la perspectiva se vio rebajada a negativa, como consecuencia del mismo movimiento negativo de la perspectiva de calificación del país.

En el caso de Fitch Ratings, la calificación se fundamentó en el sólido perfil de negocio, soportado en la diversificación de sus activos de generación y su fuerte posición competitiva. La firma indicó que la Compañía mantiene una sólida generación de flujo de caja operativo, lo cual permite pensar que se mantendrá un apalancamiento moderado en el mediano plazo. Resaltó además que las calificaciones incorporan el efecto positivo en la generación de caja, así como la importancia estratégica de Emgesa para sus accionistas.

Por su parte, Standard & Poor's destacó que Emgesa continúa beneficiándose de métricas de crédito saludables, del crecimiento de la demanda de energía, los bajos costos de generación, y los favorables precios de energía en Colombia.

### Reconocimiento *Investor Relations*

Emgesa recibió por cuarto año consecutivo el reconocimiento *Investor Relations* por parte de la Bolsa de Valores de Colombia (BVC), por elevar voluntariamente sus modelos de gestión de revelación de información y de relación con inversionistas, por encima de las exigencias de la normatividad local, y por poner a disposición de los inversionistas información trimestral y anual en inglés y español en su sitio web.

### Certificación de calidad a procesos de la subgerencia de tesorería

Los procesos Gestión de Pagos y Excedentes de Liquidez de la Compañía, desde los años 2010 y 2011 respectivamente, han obtenido la Certificación de Calidad ISO 9001, otorgada por el ente certificador internacional Bureau Veritas.



## Gestión tributaria

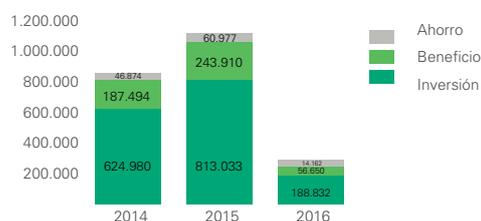
La gestión en 2016 se focalizó en una participación activa sobre las operaciones de la Compañía como se describe a continuación:

- > Se obtuvo dictamen sin salvedades del auditor externo sobre el cumplimiento de las obligaciones del contrato de estabilidad jurídica, que permitió mantener el beneficio de deducción especial en activos fijos reales productores de renta para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo.

> Se acordó con los Ministerios de Minas y Energía e Industria y Comercio el ajuste al monto de la prima sobre contrato de estabilidad jurídica y se realizó el pago correspondiente, dando cumplimiento a las obligaciones contraídas por la Compañía.

> En los últimos tres años la inversión en El Quimbo dio lugar a la deducción especial en activos fijos reales productivos y generó ahorros en el impuesto de renta, como se indica a continuación:

### Beneficio tributario El Quimbo

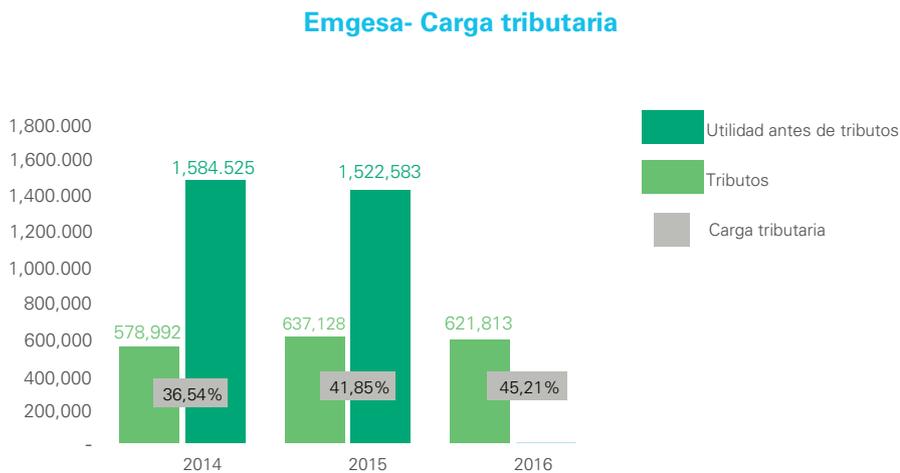


cifras en millones de pesos colombianos

Gráfica 24: Beneficio tributario El Quimbo (2014-2016)



La siguiente es la carga tributaria de la Compañía en los tres últimos años:



Gráfica 25: Carga tributaria (2014-2016)

## Gestión de administración

### Control interno

En 2016 inició el nuevo modelo de control interno de información financiera a través del cual se redefinieron los procesos, riesgos y controles, pasando de 51 a 21 procesos clave de negocio. Los cambios más significativos con ocasión del nuevo modelo corresponden a la definición del alcance transversal de los procesos, logrando una mayor cobertura y la optimización de riesgos y controles clave.

Los responsables de controles y el personal directivo de la Compañía realizaron el proceso semestral de evaluación y certificación del modelo de control interno en cumplimiento de la Ley 262 Italiana y Sarbanes Oxley (SOX) teniendo en cuenta su responsabilidad por establecer, mantener y evaluar la efectividad del sistema de control interno.

Adicionalmente atendiendo a la responsabilidad de monitoreo sobre el modelo de control interno, la firma Deloitte&Touche ejecutó este proceso sin identificar asuntos significativos, concluyendo así que el modelo de control interno de Información financiera opera de forma efectiva.

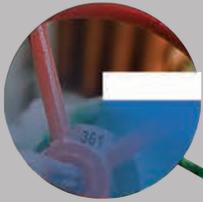
El auditor externo Ernst & Young revisó los procesos relevantes de la Compañía mediante pruebas de diseño y operatividad a los controles y producto de estas revisiones surgieron asuntos de mejora para los cuales se generaron planes de acción. A la fecha de este

reporte no fueron identificados asuntos significativos por parte del Auditor Externo referentes al modelo de control interno sobre la información financiera.

### Política de accesos

Durante el año 2016 se implementó el nuevo sistema de administración de usuarios que potencia la gestión de accesos a los sistemas relevantes que se encuentran bajo el esquema del modelo de control interno de información financiera y da cumplimiento eficaz a las políticas de control interno de la Compañía.





# Estados Financieros Consolidados

Emgesa S.A. E.S.P. y sus Filiales



Por los años terminados al 31 de diciembre  
de 2016 y 2015 con Informe de Revisor Fiscal



## ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS

### **Emgesa S.A. E.S.P.**

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015  
con Informe de Revisor Fiscal

## Informe del Revisor Fiscal

Emgesa S.A. E.S.P

A los accionistas de  
Emgesa S.A. E.S.P.

### Informe Sobre Los Estados Financieros

He auditado los estados financieros separados adjuntos de Emgesa S.A. E.S.P. que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2016 y los correspondientes estados separados de resultados, de resultados integrales, 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 separados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF); de diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y correcta presentación de los estados financieros libres de 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 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 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. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo la evaluación del riesgo de errores materiales en los estados financieros. En el proceso de evaluar estos riesgos, el auditor considera los controles internos relevantes para la preparación y presentación de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Compañía. 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.

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

## Opinión

En mi opinión, los estados financieros separados adjuntos, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2016, 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 separados bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia de Emgesa S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2015, que hacen parte de la información comparativa de los estados financieros separados adjuntos, fueron auditados por mí, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia, sobre los cuales expresé mi opinión sin salvedades el 26 de febrero de 2016.

## Otros Requerimientos Legales y Reglamentarios

Fundamentada en el alcance de mi auditoría, no estoy enterada de situaciones indicativas de inobservancia en el cumplimiento de las siguientes obligaciones de la Compañía: 1) Llevar los libros de actas, registro de accionistas y de contabilidad, según las normas legales y la técnica contable; 2) Desarrollar las operaciones conforme a los estatutos y decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva, y a las normas relativas a la seguridad social integral; 3) Conservar la correspondencia y los comprobantes de las cuentas; y, 4) Adoptar medidas de control interno y de conservación y custodia de los bienes de la Compañía o de terceros en su poder. Adicionalmente, existe concordancia entre los estados financieros que se acompañan y la información contable incluida en el informe de gestión preparado por la Administración de la Compañía, el cual incluye la constancia por parte de la Administración sobre la libre circulación de las facturas con endoso emitidas por los vendedores o proveedores.

Mis recomendaciones sobre control interno y otros asuntos han sido comunicadas a la Administración en inofirme separado.



Norma Constanza Camacho Cadena

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 135842-T

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

Bogotá, Colombia  
16 de febrero de 2017

**Emgesa S.A. E.S.P.**  
**Estados de Situación Financiera – Separados**

(Cifras en miles de pesos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de diciembre de 2015
<b>ACTIVO</b>			
Activo Corriente:			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	\$ 620.077.944	\$ 299.178.512
Otros activos financieros corrientes	5	15.293.732	13.385.123
Otros activos no financieros corrientes	6	22.182.777	65.346.385
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	7	169.494.993	327.623.902
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	9	1.449.427	33.292.945
Inventarios	10	43.992.321	34.562.875
<b>Total activo corriente</b>		<b>872.491.194</b>	<b>773.389.742</b>
Activo No Corriente:			
Otros activos financieros no corrientes	5	5.698.661	2.740.235
Otros activos no financieros no corrientes	6	6.397.436	4.864.712
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes, neto	7	31.280.609	8.686.009
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	9	1.071.150	1.005.483
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	8	563.065	52.079
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	11	100.032.188	89.619.113
Propiedades, planta y equipo, neto	12	7.922.553.413	7.878.232.087
Activos por impuestos diferidos	13	97.148.803	81.286.227
<b>Total activo no corriente</b>		<b>8.164.745.325</b>	<b>8.066.485.945</b>
<b>Total Activo</b>		<b>\$ 9.037.236.519</b>	<b>\$ 8.839.875.687</b>
Pasivo y patrimonio			
Pasivo corriente:			
Otros pasivos financieros corrientes	14	464.271.277	\$ 606.511.273
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	15	337.506.635	283.625.592
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	9	218.853.888	200.534.242
Otras provisiones corrientes	16	84.023.026	323.186.623
Pasivos por impuestos corrientes	18	144.491.393	127.741.635
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	17	28.769.379	28.797.528
Otros pasivos no financieros corrientes	19	3.814.849	3.824.724
<b>Total pasivo corriente</b>		<b>1.281.730.447</b>	<b>1.574.221.617</b>
Pasivo no corriente:			
Otros pasivos financieros no corrientes	14	3.983.273.676	3.495.312.860
Otras provisiones no corrientes	16	195.955.262	146.118.742
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	17	80.315.258	66.110.357
<b>Total pasivo no corriente</b>		<b>4.259.544.196</b>	<b>3.707.541.959</b>
<b>Total pasivo</b>		<b>\$ 5.541.274.643</b>	<b>\$ 5.281.763.576</b>

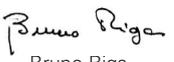
**Emgesa S.A. E.S.P.**  
**Estados de Situación Financiera – Separados (Continuación)**

(Cifras en miles de pesos)

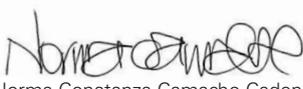
<b>Patrimonio</b>	<b>Nota</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2015</b>
Capital emitido	20	\$ 655.222.313	\$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Otras reservas	20	504.263.280	426.091.925
Otro resultado integral (ORI)		(13.592.147)	(5.001.313)
<i>Utilidad del periodo</i>		753.724.640	885.455.396
<i>Utilidades retenidas</i>		10.409.214	10.409.214
<i>Utilidad por efecto de conversión a NIIF</i>		1.472.678.760	1.472.678.760
Ganancias acumuladas		2.236.812.614	2.368.543.370
Total Patrimonio		<b>3.495.961.876</b>	<b>3.558.112.111</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>		<b>\$ 9.037.236.519</b>	<b>\$ 8.839.875.687</b>

Véanse las notas adjuntas.

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

  
 Bruno Riga  
 Representante Legal

  
 Alba Lucia Salcedo Rueda  
 Contador Público  
 Tarjeta Profesional 40562-T

  
 Norma Constanza Camacho Cadena  
 Revisor Fiscal  
 Tarjeta Profesional 135842-T  
 Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530  
 (Véase mi informe del 16 de febrero de 2017)

**Emgesa S.A. E.S.P.**

**Estados de Resultados, por Naturaleza – Separados**

(Cifras en miles de pesos, excepto por la ganancia por acción)

	Nota	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
Ingresos de actividades ordinarias	21	\$ 3.485.206.750	\$ 3.229.679.875
Otros ingresos de explotación	21	28.899.697	38.597.227
<b>Total ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de explotación</b>		<b>3.514.106.447</b>	<b>3.268.277.102</b>
<b>Aprovisionamientos y servicios</b>	22	(1.322.897.576)	(1.349.939.012)
<b>Margen de contribución</b>		<b>\$ 2.191.208.871</b>	<b>\$ 1.918.338.090</b>
Trabajos para el inmovilizado		3.485.460	22.430.427
Gastos de personal	23	(72.015.890)	(87.474.568)
Otros gastos fijos de explotación	24	(138.197.902)	(127.864.488)
<b>Resultado bruto de explotación</b>		<b>1.984.480.539</b>	<b>1.725.429.461</b>
<b>Depreciaciones y amortizaciones</b>	25	(191.851.456)	(164.128.497)
<b>Pérdidas por deterioro</b>	25	(102.320.470)	(457.493)
<b>Resultado de explotación</b>		<b>1.690.308.613</b>	<b>1.560.843.471</b>
Ingresos financieros	26	46.596.004	13.938.751
Gastos financieros	26	(497.074.198)	(353.990.870)
Gasto financiero capitalizado	26	5.062.047	168.974.389
Diferencias de cambio	26	2.225.296	3.745.330
<b>Resultado financiero</b>		<b>(443.190.851)</b>	<b>(167.332.400)</b>
Resultado por otras inversiones		403.797	-
Resultados en ventas de activos		(11.366.645)	(463.031)
<b>Resultados antes de impuestos</b>		<b>1.236.154.914</b>	<b>1.393.048.040</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	27	(482.430.274)	(507.592.644)
<b>Utilidad del periodo</b>		<b>\$ 753.724.640</b>	<b>\$ 885.455.396</b>
<b>Utilidad por acción básica</b>			
Utilidad por acción básica y diluida en operaciones continuadas	28	5.015	5.897
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		<b>148.914.162</b>	<b>148.914.162</b>

Véanse las notas adjuntas.

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

  
Bruno Riga  
Representante Legal

  
Alba Lucia Salcedo Rueda  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 40562-T

  
Norma Constanza Camacho Cadena  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 135842-T  
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530  
(Véase mi informe del 16 de febrero de 2017)

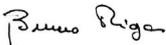
**Emgesa S.A. E.S.P.**  
**Estados de Resultados Integrales – Separados**

(Cifras en miles de pesos)

Nota	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
<b>Utilidad del periodo</b>	<b>\$ 753.724.640</b>	<b>\$ 885.455.396</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:</b>		
Ganancias (Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	29 2.966.983	(1.853.059)
Pérdidas (ganancias) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	29 (14.803.751)	2.567.882
Pérdidas (ganancias) por coberturas de flujos de efectivo	29 (2.822.410)	(697.458)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos	<b>(14.659.178)</b>	<b>17.365</b>
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	29 4.869.522	(1.024.152)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	29 1.198.822	(78.276)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	6.068.344	(1.102.428)
<b>Otro resultado integral</b>	<b>(8.590.834)</b>	<b>(1.085.063)</b>
<b>Resultado integral total</b>	<b>\$ 745.133.806</b>	<b>\$ 884.370.333</b>

Véanse las notas adjuntas.

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

  
 Bruno Riga  
 Representante Legal

  
 Alba Lucia Salcedo Rueda  
 Contador Público  
 Tarjeta Profesional 40562-T

  
 Norma Constanza Camacho Cadena  
 Revisor Fiscal  
 Tarjeta Profesional 135842-T  
 Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530  
 (Véase mi informe del 16 de febrero de 2017)

**Emgesa S.A. E.S.P.**  
**Estados de Cambios en el Patrimonio – Separados**  
*(Cifras en miles de pesos)*

	Otras reservas					Otro resultado integral		Total Patrimonio	
	Capital emitido	Prima de emisión	Reserva Legal	Reserva Estatutaria	Reserva Ocasional	Ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos		
<b>Patrimonio inicial al 31 de diciembre de 2014</b>	\$ 655.222.313	\$ 113.255.816	\$ 327.611.157	\$ 178.127	\$ -	\$ 6.128.544	\$ (10.044.794)	\$ 1.769.310.289	\$ 2.861.661.452
Cambios en el patrimonio									
Resultado integral									
<i>Utilidad del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	885.455.396	885.455.396
<i>Otro resultado integral</i>	-	-	-	-	-	(2.628.792)	1.543.729	-	(1.085.063)
Resultado integral	-	-	-	-	-	(2.628.792)	1.543.729	885.455.396	884.370.333
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	(187.919.674)	(187.919.674)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	98.302.641	-	-	(98.302.641)	-
<b>Total incremento (disminución) en el patrimonio</b>	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 98.302.641	\$ (2.628.792)	\$ 1.543.729	\$ 599.233.081	\$ 696.450.659
<b>Patrimonio final e inicial al 31 de diciembre de 2015</b>	\$ 655.222.313	\$ 113.255.816	\$ 327.611.157	\$ 178.127	\$ 98.302.641	\$ 3.499.752	\$ (8.501.065)	\$ 2.368.543.370	\$ 3.558.112.111
Resultado integral									
<i>Utilidad del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	753.724.640	753.724.640
<i>Otro resultado integral (nota 29)</i>	-	-	-	-	-	1.343.395	(9.934.229)	-	(8.590.834)
Resultado integral	-	-	-	-	-	1.343.395	(9.934.229)	753.724.640	745.133.806
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	(807.284.041)	(807.284.041)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	78.171.355	-	-	(78.171.355)	-
<b>Total incremento (disminución) en el patrimonio</b>	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 78.171.355	\$ 1.343.395	\$ (9.934.229)	\$ (131.730.756)	\$ (62.150.235)
<b>Patrimonio final al 31 de diciembre de 2016</b>	\$ 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

*Véanse las notas adjuntas.*

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

  
 Bruno Riga  
 Representante Legal

  
 Alba Lucia Salcedo Rueda  
 Contador Público  
 Tarjeta Profesional 40562-T

  
 Norma Constanza Camacho Cadena  
 Revisor Fiscal  
 Tarjeta Profesional 135842-T  
 Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530  
 (Véase mi informe del 16 de febrero de 2017)

**Emgesa S.A. E.S.P.**

**Estados de Flujos de Efectivo Separado, método directo**

(Cifras en miles de pesos)

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
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	\$ 3.715.501.350	\$ 3.084.972.462
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	23.282.542	16.222.603
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	31.392.385	7.438.563
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(1.480.266.628)	(1.285.961.168)
Pagos y/o por cuenta de los empleados	(79.662.951)	(67.250.047)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(26.001.460)	(18.354.007)
Otros pagos por actividades de operación	(67.763.716)	(61.698.910)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de la operación</b>	<b>2.116.481.522</b>	<b>1.675.369.496</b>
Impuestos a las ganancias pagados	(464.394.713)	(483.353.006)
Otras salidas de efectivo	(71.178.897)	(77.436.521)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de la operación</b>	<b>1.580.907.912</b>	<b>1.114.579.969</b>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión:		
Flujos de efectivo utilizados en la capitalización de subsidiarias u otros negocios	(98.633)	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	-	77.464.998
Prestamos a partes relacionadas	(55.000.000)	-
Compras de propiedades, planta y equipo	(312.210.168)	(704.928.953)
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros	(69.313.598)	(69.682.020)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	-	7.597.498
Cobros a entidades relacionadas	55.000.000	-
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	224.323	-
Intereses recibidos	40.756.656	21.267.716
<b>Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión</b>	<b>(340.641.420)</b>	<b>(668.280.761)</b>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación:		
Importes procedentes de préstamos	825.000.000	1.185.148.413
Reembolsos de préstamos	(487.852.747)	(837.628.999)
Dividendos pagados	(795.166.218)	(1.045.671.911)
Intereses pagados	(450.133.821)	(319.088.632)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(719.865)	(114.520)
Otras salidas de efectivo	(10.494.409)	(10.494.409)
<b>Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación</b>	<b>(919.367.060)</b>	<b>(1.027.850.058)</b>

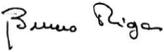
**Emgesa S.A. E.S.P.****Estados de flujos de efectivo Separado, método directo (Continuación)**

(Cifras en miles de pesos)

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de Diciembre de 2016	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de Diciembre de 2015
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	<b>320.899.432</b>	<b>(581.550.850)</b>
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	<b>320.899.432</b>	<b>(581.550.850)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	299.178.512	880.729.362
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	<b>\$ 620.077.944</b>	<b>\$ 299.178.512</b>

Véanse las notas adjuntas.

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

  
Bruno Riga  
Representante Legal

  
Alba Lucia Salcedo Rueda  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 40562-T

  
Norma Constanza Camacho Cadena  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 135842-T  
Designada por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530  
(Véase mi informe del 16 de febrero de 2017)

## 1. Información general

### Ente económico

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

La Compañía fue constituida el 23 de octubre de 1997 y registrada ante Cámara y Comercio el 17 de agosto de 2007 mediante el número de matrícula No. 01151755, con aporte de los activos de generación de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. con el 51.51% de las acciones (ordinarias y preferenciales) y los aportes en efectivo de los demás inversionistas con el 48.49% de las acciones.

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

Emgesa S.A. E.S.P. es controlada por Enel, S.P.A, a través de Enel Américas.

**Objeto Social** – La Compañía tiene por objeto principal la generación y la comercialización de energía eléctrica en los términos de las Leyes 142 y 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicionen, modifiquen o deroguen. En desarrollo de su objeto principal, la Compañía podrá adquirir plantas de generación y proyectar, construir, operar, mantener y explotar comercialmente centrales generadoras de electricidad, adelantando las acciones necesarias para preservar el medio ambiente y las buenas relaciones con la 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. La Compañía podrá en desarrollo de su objeto social principal ejecutar todas las actividades relacionadas con la exploración, desarrollo, investigación, explotación, comercialización, almacenamiento, mercadeo, transporte, y distribución de minerales y material pétreo. Además la Compañía podrá desarrollar todo tipo de actividades relacionadas de forma directa, indirecta, complementaria o auxiliar con el negocio de comercialización de gas combustible. El término de duración de la Compañía es indefinido.

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

Central	Tecnología	Capacidad instalada
Guavio	Hidráulica	1.213,0 MW
Betania	Hidráulica	540,0 MW
El Quimbo	Hidráulica	400,0 MW
Guaca	Hidráulica	324,6 MW
Paraiso	Hidráulica	276 MW
Charquito	Hidráulica	19,5 MW
Tequendama	Hidráulica	19,5 MW
Limonar	Hidráulica	19,5 MW
La Tinta	Hidráulica	19,5 MW
San Antonio	Hidráulica	19,5 MW
La Junca	Hidráulica	19,5 MW
Martín del Corral	Térmica	240,0 MW
Cartagena	Térmica	208,0 MW

## Comercialización de Gas

En el 2016 la Compañía se sigue consolidando en el mercado de Comercialización de gas en Colombia, incursionando en el mercado de la Costa Atlántica con la atención de un importante cliente industrial desde el mes de diciembre, aportó el 0,07% del Margen Variable de la compañía durante el 2016, logrando ventas por un total de 87.9 Mm3 y obteniendo un margen variable de \$1.515.111, atendiendo 9 clientes industriales (No Regulados) en Bogotá, Manizales y Cartagena y 12 clientes en boca de pozo (Mercado Secundario). Se tiene asegurado el aprovisionamiento de gas de largo plazo (hasta 2020) de los campos Cusiana-Cupiagua y Clarinete 1 y se logró la firma de nuevos contratos de venta con clientes finales para el 2017 y 2018.

## Marco legal y regulatorio

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidió 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 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.

En 2014 se publicó la Ley 1715 que 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.

En 2016 el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 41286 adoptó el Plan de Acción Indicativo 2017-2022 para el desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE) que define objetivos y metas indicativas de eficiencia energética y acciones y medidas sectoriales y estrategias.

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

## 2. Bases de presentación

La Compañía presenta sus estados financieros 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 principios contables aplicados en su elaboración, son los que se detallan a continuación:

### 2.1 Principios contables

Los estados financieros de propósito general de la Compañía al 31 de diciembre de 2016, 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 2012 y que fueron publicadas en español por dicho organismo en agosto de 2013, 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 del Decreto 2496 de 2015 y considerando la modificación del Decreto 2131 de 2016.

Estos decretos contienen el siguiente lineamiento que constituye excepción a las NIIF frente a las que se emiten por el IASB:

El artículo 2.1.2 de la parte 1 del libro 2 del decreto 2420 de 2015 adicionado por el decreto 2496 de 2015 establece la aplicación del Art 35 de la Ley 222, que indica que las participaciones en subsidiarias deben reconocerse en los estados financieros separados por el método de participación, en lugar del reconocimiento de acuerdo con lo dispuesto en la NIC 27, es decir al costo o al valor razonable. A partir de enero de 2017 entrará en vigencia la enmienda a esta NIC que permite el reconocimiento del método de participación en los estados financieros separados.

Por otra parte el artículo 4 del decreto 2131 de 2016, modificó la parte 2 del libro 2 del decreto 2420 de 2015 adicionado por el Decreto 2496 de 2015 permitiendo la determinación de los beneficios post empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación o invalidez, bajo los requerimientos de la NIC 19; sin embargo, requiere la revelación del cálculo de los pasivos pensionales de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto 1625 de 2016, artículos 1.2.1.18.46 y siguientes y, en el caso de conmutaciones pensionales parciales de conformidad con lo dispuesto en el numeral 5 del artículo 2.2.8.8.31 del decreto 1833 de 2016, informando las variables utilizadas y las diferencias con el cálculo realizado en los términos del Marco Técnico bajo NCIF.

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

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

La preparación de los estados financieros 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

La Compañía prepara sus estados financieros, usando la base de contabilidad de causación, excepto para la información de los flujos de efectivo.

## 2.3. Normas de Contabilidad y de Información Financiera Aceptadas en Colombia emitidas aún no vigentes

### **Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones incorporadas al marco contable aceptado en Colombia cuya aplicación efectiva es a partir del 1 de enero de 2017 y siguientes**

Los Decretos 2496 del 24 de diciembre de 2015 y 2131 del 22 de diciembre de 2016 introdujeron al marco técnico normativo de información financiera nuevas normas, modificaciones o enmiendas emitidas o efectuadas por el IASB a las Normas Internacionales de Información Financiera entre los años 2014 y 2015, para evaluar su aplicación en ejercicios financieros que comiencen más adelante del 1 de enero de 2017, aunque su aplicación podría ser efectuada de manera anticipada.

#### **Enmienda a la NIIF 11: Adquisiciones de intereses en operaciones conjuntas.**

Esta enmienda a NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos” requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio. La aplicación de dicha enmienda es a partir del 1 de enero de 2017.

#### **Mejoras anuales a las NIIF, Ciclo 2012-2014**

<b>Norma</b>	<b>Objeto de la modificación</b>
NIIF 5 Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas	Cambios en los métodos de disposición.
NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar	Aplicabilidad de las modificaciones a la NIIF 7 a los estados financieros intermedios condensados.
NIC 19 Beneficios a los Empleados	Tasa de descuento: emisión en un mercado regional.

#### **Enmienda a la NIC 16 “Propiedades, planta y equipo” y NIC 38 - “Activos intangibles”**

NIC 16 y NIC 38 establecen el principio de la base de depreciación y amortización siendo el patrón esperado del consumo de los beneficios económicos futuros de un activo. En sus enmiendas a NIC 16 y NIC 38 publicadas en mayo de 2014, el IASB clarificó que el uso de métodos basados en los ingresos para calcular la depreciación de un activo no es adecuado porque los ingresos generados por una actividad que incluye el uso de un activo generalmente reflejan factores distintos del consumo de los beneficios económicos incorporados al activo. El IASB también aclaró que los ingresos generalmente presentan una base inadecuada para medir el consumo de los beneficios económicos incorporados de un activo intangible. Sin embargo, esta suposición puede ser rebatida en ciertas circunstancias limitadas. Las modificaciones serán aplicables a partir del 1 de enero de 2017.

### **Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados**

Esta modificación a la NIC 27 “Estados Financieros Separados” permite a las entidades utilizar el método de la participación para contabilizar las inversiones en filiales, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. El objetivo de esta enmienda es minimizar los costos de cumplir con las NIIF, especialmente para quienes aplican NIIF por primera vez, sin reducir la información disponible para los inversores. Esta modificación aplica a partir del 1 de enero de 2017.

### **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.

### **NIIF 9 “Instrumentos Financieros”**

Aborda la clasificación, valoración y reconocimiento de activos financieros y pasivos financieros. La versión completa de esta NIIF se publicó en julio 2014. Sustituye la guía recogida en la NIC 39 sobre la clasificación y valoración de instrumentos financieros. La NIIF 9 mantiene el modelo de valoración variado y simplifica la clasificación dado que establece tres categorías principales de valoración para los activos financieros: coste amortizado, valor razonable con cambios en otro resultado global y valor razonable con cambios en resultados. La base de clasificación depende del modelo de negocio de la entidad y las características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero. Se requiere que las inversiones en instrumentos de patrimonio neto se valoren a valor razonable con cambios en resultados con la opción irrevocable al inicio de presentar los cambios en el valor razonable en otro resultado global no reciclable. Ahora hay un nuevo modelo de pérdidas de crédito esperadas que sustituye al modelo de pérdidas por deterioro incurridas de la NIC 39. Para pasivos financieros no hubo cambios en la clasificación y valoración, excepto para el reconocimiento de cambios en el riesgo de crédito propio en otro resultado global, para pasivos designados a valor razonable con cambios en resultados. La NIIF 9 relaja los requerimientos para la efectividad de la cobertura. Bajo la NIC 39, una cobertura debe ser altamente eficaz, tanto de forma prospectiva como retrospectiva. La NIIF 9 sustituye esta línea exigiendo una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura y que el ratio cubierto sea el mismo que la entidad usa en realidad para su gestión del riesgo. La documentación contemporánea sigue siendo necesaria pero es distinta de la se venía preparando bajo la NIC 39. La norma entra en vigor para ejercicios contables que comiencen a partir de 1 de enero de 2018. Se permite su adopción anticipada. La Compañía se encuentra evaluando los impactos que podrá generar la mencionada norma.

### **NIIF 15 “Ingresos procedentes de contratos con clientes”**

NIIF 15 Ingresos procedentes de Contratos con Clientes, emitida en mayo de 2015, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Se trata de un proyecto conjunto con el FASB para eliminar diferencias en el reconocimiento de ingresos entre NIIF y US GAAP. Esta nueva norma pretende mejorar las inconsistencias y debilidades de la NIC 18 y proporcionar un modelo que facilitará la comparabilidad de compañías de diferentes industrias y regiones. Proporciona un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Además requiere revelaciones más detalladas. Su aplicación es efectiva a partir del 1 de enero de 2018 y se permite la aplicación anticipada. La Compañía se encuentra evaluando los impactos a nivel grupo que podrá generar la mencionada norma.

### **NIIF 16 Arrendamientos**

La NIIF 16 Arrendamientos fue emitida en enero de 2016. Establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación e información a revelar de los arrendamientos. La NIIF 16 introduce un modelo de contabilización para los arrendatarios único y requiere que un arrendatario reconozca activos y pasivos para todos los arrendamientos con un plazo superior a 12 meses, a menos que el activo subyacente sea de bajo valor. Se requiere que un arrendatario reconozca un activo por derecho de uso que representa su derecho a usar el activo arrendado subyacente y un pasivo por arrendamiento que representa su obligación para hacer pagos por el arrendamiento. La NIIF 16 mantiene sustancialmente los requerimientos de contabilidad del arrendador de la NIC 17 Arrendamientos. Por consiguiente, un arrendador continuará clasificando sus arrendamientos como arrendamientos operativos o arrendamientos financieros, y contabilizará esos dos tipos de arrendamientos de forma diferente. La NIIF 16 se aplica a periodos de presentación anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. Se permite la aplicación anticipada para entidades que apliquen la NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias procedentes de Contratos con Clientes antes de la fecha de aplicación inicial de la NIIF 16. La NIIF 16 sustituye 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.

### **CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada**

Esta interpretación se refiere al tipo de cambio a utilizar en transacciones en moneda extranjera, cuando la contraprestación se paga o se recibe antes de reconocer los ingresos, gastos o activos relacionados. Su aplicación corresponderá a partir del 1 de enero de 2018.

### **Enmienda a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas**

El objetivo de las enmiendas a NIC 12 “Impuesto a las Ganancias” es aclarar la contabilización de activos por impuesto diferidos procedentes de pérdidas no realizadas relacionadas con instrumentos de deuda medidos a valor razonable. Su aplicación corresponderá a partir del 1 de enero de 2017.

### **Enmienda a NIC 7: Iniciativa sobre información a revelar**

Las modificaciones a NIC 7 “Estado de Flujos de Efectivo” forman parte de la iniciativa del IASB para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones introducen

requerimientos adicionales de revelación a cerca de las actividades de financiación del estado de flujos de efectivo. Su aplicación corresponderá a partir del 1 de enero de 2017.

### **Mejoras a las NIIF (Ciclo 2014-2016)**

Corresponde a una serie de enmiendas menores que aclaran, corrigen o eliminan una redundancia en las siguientes normas: NIIF 1 “Adopción por primera vez de las NIIF”; NIIF 12 “Información a revelar sobre participaciones en otras entidades” y NIC 28 “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos”. La aplicación se encuentra distribuida de la siguiente manera: NIIF 12: 1 de enero de 2017, NIIF 1: 1 de enero de 2018, NIC 28: 1 de enero de 2018.

### **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.

La Compañía está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9, NIIF 15 y NIIF 16 en la fecha de su aplicación efectiva. Adicionalmente, La Administración estima que el resto de normas y enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros de La Compañía.

## **2.4. Estimados y criterios contables relevantes**

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- > Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros.
- > La vida útil de las propiedades, planta y equipo e intangible (Ver Notas 3.7 y 3.6).
- > Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (Ver Nota 3.13).
- > 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 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, así como las compras de energía necesarias para atender dichos contratos.
- > La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (Ver Nota 3.10).
- > 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 3.7).
- > 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 3.11).

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

### **3. Políticas Contables**

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

#### **3.1. Instrumentos financieros**

##### **3.1.1. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes**

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

##### **3.1.2. Activos financieros**

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

###### **3.1.2.1. Instrumento de deuda**

###### **a. Activos financieros al costo amortizado**

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

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

###### **b. Activos financieros al valor razonable**

Si cualquiera de los dos criterios indicados para los activos financieros al costo amortizado no se cumplen, el instrumento de deuda se clasifica como medido al "valor razonable con cambios en resultados".

### **3.1.2.2. Instrumento de patrimonio**

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

### **3.1.2.3. Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura**

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

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

La Compañía designa ciertos derivados como:

(a) coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos (cobertura de valor razonable); (b) coberturas de un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocidos o de una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo) o (c) coberturas de inversiones netas en una operación en el extranjero (cobertura de inversión neta)

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

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

#### **(a) Coberturas de valor razonable**

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, y la ganancia o pérdida de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto ajustan el importe en libros de la partida cubierta y se reconocen en los resultados del período. La ganancia o pérdida relacionadas con la porción efectiva de los derivados se reconoce en el estado de resultados como "gastos financieros", al igual que la porción inefectiva que también se reconoce en el estado de resultados pero como "otras ganancias/ (pérdidas), neto". Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta, se amortiza en los resultados utilizando el método de interés efectivo, en el período remanente hasta su vencimiento.

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

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en el patrimonio. 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 el patrimonio. 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.

La Compañía a la fecha de los presentados estados financieros no posee coberturas de inversiones en el extranjero.

### **3.1.3. Deudas (Obligaciones financieras)**

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

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

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

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

### **3.1.4. Activos Financieros y Pasivos Financieros con Partes Relacionadas**

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

### **3.1.5. 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 posteriormente se remiden a su costo amortizado usando el método de interés efectivo.

### **3.1.6. Reconocimiento y medición**

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

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

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

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

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

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

### **3.1.7. Compensación de instrumentos financieros**

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

### **3.1.8. Valores razonables de inversiones**

Los valores razonables de las inversiones con cotización bursátil se basan en su precio de cotización vigente. Si el mercado para un instrumento financiero no es activo (o el instrumento no cotiza en bolsa) la Compañía establece su valor razonable usando técnicas de valuación apropiadas a las circunstancias. Estas técnicas incluyen el uso de los valores observados en transacciones recientes efectuadas bajo los términos de libre competencia, la referencia a otros instrumentos que son sustancialmente similares, análisis de flujos de efectivo descontados y modelos de opciones haciendo máximo uso de información de mercado y depositando el mayor grado de confianza posible en información interna específica de la entidad.

## **3.2. 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.

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

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

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

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

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

### **3.3. Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades discontinuadas**

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

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

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

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

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

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

### 3.4. Inversiones en subsidiarias

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

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

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

### 3.5. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

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

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

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

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

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

La Compañía actualmente tiene acuerdos conjuntos del tipo operación controlada conjuntamente representados en fideicomisos. Un operador conjunto reconocerá en relación con su participación en una operación conjunta: (a) sus activos, incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente; (b) sus pasivos, incluyendo su participación en los pasivos incurridos conjuntamente; (c) sus ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta de su participación en el producto que surge de la operación conjunta; (d) su participación en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta del producto que realiza la operación conjunta; y (e) sus gastos, incluyendo su participación en los gastos incurridos conjuntamente.

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

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

### 3.6. 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.

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

#### a. Gastos de investigación y desarrollo

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

#### b. Otros activos intangibles

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

Las vidas utilizadas para la amortización son:

Concepto	Años de vida útil estimada	
	diciembre 2016	diciembre 2015
Estudios y proyectos	1	1
Licencias	3	3
Software	3	3
Derechos *	50	50

(\*)Hacen referencia a los derechos que la Compañía 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.

### 3.7. Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- > Los costos por intereses generales y específicos que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que necesariamente requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar preparados para el uso previsto o la venta, se añaden al costo de esos activos, hasta que llega el momento en que los activos están sustancialmente preparados para el uso que se pretende o la venta. La Compañía define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.
- > Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso.
- > Los desembolsos futuros a los que la Compañía deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. La Compañía revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.
- > Son componentes de propiedad, planta y equipo las piezas de repuesto cuando cumplen con las características de reconocimiento de los activos, estas piezas no hacen parte del inventario de materiales.

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

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

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

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

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

La propiedad, planta y equipo, neto en su caso del valor residual 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 la Compañía espera utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva. A la fecha de presentación de estos estados financieros, la Compañía no considera significativo el valor residual de sus activos fijos.

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

Clases de propiedad, planta y equipo	Años de vida útil estimada	
	Diciembre 2016	Diciembre 2015
Construcciones y edificaciones	68	68
Planta, ductos y túneles	75	75
Maquinaria y equipo	19	19
Equipo de comunicación	11	11
Muebles, enseres y equipo de oficina	9	9
Equipo de computación	5	5
Equipo de transporte, tracción y elevación	6	6

La Compañía definió que los predios inundados ubicados en las centrales de generación hidráulica son depreciables porque no tienen un uso específico luego de la finalización de la vida útil de la central, por lo anterior su costo se deprecia dentro de la línea de plantas, ductos y túneles a 75 años. Así mismo se definió que a partir de las exigencias ambientales del proyecto El Quimbo existe una obligación de desmantelamiento para la casa de máquinas 50 años después de la entrada en operación, para lo cual la Compañía registro en sus estados financieros la correspondiente provisión por desmantelamiento a valor presente (ver nota 16 provisiones).

El exceso de la depreciación fiscal sobre la contable genera un efecto tributario que se registra como un impuesto diferido pasivo. La Compañía adicionalmente ha constituido una reserva en el patrimonio equivalente al 70% del mayor valor de depreciación solicitado fiscalmente, de conformidad con el artículo 130 del Estatuto Tributario.

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

### 3.8. Deterioro de los activos

#### (1) 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 Emgesa S.A. E.S.P. todos los activos operan de manera integral y que no pueden considerarse los flujos de efectivo de una central independiente del resto de los activos de generación; por lo anterior se toma como Unidad Generadora de Efectivo UGE la Compañía en su totalidad.

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

Para estimar el valor en uso, la Compañía prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

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

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

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

## **(2) Activos financieros**

La Compañía 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:

1. Los activos que tienen origen comercial, la Compañía 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.

La Compañía 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
Porcentaje determinado de acuerdo al análisis	<p>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.</p> <p><b>Análisis Individual de Cartera de 0 a 30 días:</b>                      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:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Monto en riesgo mayor a \$ 100 Millones.</li> <li>2. Análisis del deterioro financiero de los siguientes aspectos:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; 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.</li> <li>&gt;</li> <li>&gt; Calificación de cartera catalogada como D consecutiva en los últimos 6 meses.</li> <li>&gt; Reportes en alertas tempranas en los últimos 6 meses.</li> <li>&gt;</li> </ul> </li> <li>3. Criterios observables del cliente como los siguientes:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt;</li> <li>&gt; Garantías en poder de la sociedad.</li> <li>&gt;</li> <li>&gt; Admisión en procesos como concordato, acuerdo de reestructuración, de reorganización, causales de disolución por pérdidas o liquidación privada, obligatoria o judicial.</li> <li>&gt;</li> <li>&gt; Procesos jurídicos, demandas instauradas, conceptos de abogados, etc.</li> <li>&gt;</li> <li>&gt; Resoluciones o actos administrativos de entes regulatorios, que resuelvan y obliguen a la Compañía a congelar los cobros.</li> </ul> </li> </ol> <p>Con base en el análisis efectuado anteriormente se determinara el porcentaje a provisionar.</p> <p><b>Análisis Individual de Cartera mayor a 30 y menor a 360 días:</b>                      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:</p> <p>- 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.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Garantías en poder de la sociedad.</li> <li>&gt;</li> <li>&gt; Admisión en procesos como concordato, acuerdo de reestructuración, de reorganización, causales de disolución por pérdidas o liquidación privada, obligatoria o judicial.</li> <li>&gt;</li> <li>&gt; Procesos jurídicos, demandas instauradas, conceptos de abogados, etc.</li> <li>&gt;</li> <li>&gt; Resoluciones o Actos administrativos de entes regulatorios, que resuelvan y obliguen a Emgesa a congelar los cobros.</li> </ul> <p>Con base en el análisis efectuado anteriormente se realizará el registro de la provisión correspondiente.</p> <p>Toda cartera superior a 360 días es provisionada.</p>

## Otros deudores

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

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.

### 3.9. Arrendamiento

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

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

### 3.10. Provisiones, pasivos y activos contingentes

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

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

Como parte de las provisiones, la Compañía incluye la mejor estimación de los riesgos por litigios civiles y laborales, 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

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

## **3.11. Impuestos**

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

### **3.11.1. Impuesto a las ganancias del período, impuesto de renta para la equidad (CREE) e impuesto diferido**

El gasto por impuesto a las ganancias del período, comprende el impuesto sobre la renta, impuesto de renta para la equidad (CREE), la sobretasa del CREE, 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 período 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 oficial a 31 de diciembre de 2016 a la tarifa del 40% a (esta tasa incluye tanto el impuesto de renta del 25% como el impuesto para la equidad CREE y sobretasa del 15%), por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial 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.

De acuerdo con la Ley 1739 de 2014 la tarifa del impuesto de renta para la equidad (CREE) en el año gravable 2016 es del 9%, la cual recae sobre las utilidades gravables obtenidas durante cada año; adicionalmente, la misma ley estableció la sobretasa al CREE para el 2016 del 6%. Por otra parte, la Ley 1819 de 2016, realizó modificaciones en el impuesto a las ganancias y derogó el impuesto de renta para la equidad (CREE), a partir del 1 de enero de 2017.

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

- a. No es una combinación de negocios y;
- b. en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

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

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

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, de acuerdo con las tarifas establecidas en la reforma tributaria Ley 1819 de 2016 (40% para el 2017, 37% para el 2018 y 33% en los años siguientes), 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.

### **3.11.2. 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 \$5.000.000; y se calcula anualmente sobre el patrimonio líquido a 1° de enero de cada año gravable disminuido en \$5.000.000.

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.

En enero de 2016 la Compañía reconoció el pasivo por el impuesto correspondiente al 2016 con afectación al estado de resultados.

### **3.11.3. Impuesto a las ventas**

La generación de energía eléctrica no está gravada con el impuesto a las ventas (IVA), el tratamiento del impuesto a las ventas (IVA), en las compras de bienes y servicios son registrados 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.

## **3.12. Beneficios a empleados**

### **a. Pensiones**

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

### **b. Otras obligaciones posteriores a la relación laboral**

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

La retroactividad de las cesantías, consideradas como beneficios post empleo, se liquida a aquellos trabajadores pertenecientes al régimen laboral anterior a la Ley 50 de 1990 y que no se acogieron al cambio de régimen, se liquida esta prestación social por todo el tiempo laborado con base en el último salario devengado. (En este último caso sólo a un número reducido de trabajadores y las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan al otro resultado integral.

La Compañía implementó un plan de retiro voluntario que dentro de sus beneficios contempla una renta temporal para los empleados que se acogieron al mismo y que les falta menos de diez años para tener derecho a la pensión por vejez; el beneficio consiste en el pago mensual entre el 70% y el 90% del salario de una prestación económica, desde el momento de la terminación del contrato de trabajo por mutuo acuerdo y hasta cuatro (4) meses después de que el trabajador cumpla el requisito de edad establecido a la fecha en la Ley para acceder a la pensión de vejez (62 años hombres, 57 años mujeres), estos pagos se harán mediante los recursos colocados por la Compañía en una cuenta de un fondo privado y asignados a cada empleado que se acogió al plan; se le ha dado el tratamiento de un beneficio post empleo dado que es responsabilidad de la Compañía suministrar los recursos adicionales que se requieran al fondo para cubrir esta obligación ó recibir el reintegro en caso de haber excedentes. La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

### **c. Beneficios de largo plazo**

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

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

### **d. Beneficios por créditos a empleados**

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

## **3.13. Estimación del valor razonable**

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

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

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

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

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

**Nivel 2:** Datos de entrada diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo “Bloomberg”; y

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

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

- > Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso;
- > Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la Compañía;
- > En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

## 3.14. Conversión de moneda extranjera

### 1. Moneda funcional y moneda de presentación

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

Los estados financieros son presentados en “Pesos Colombianos” que a la vez es la moneda funcional y la moneda de presentación de la Compañía. Sus cifras están expresadas en miles de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción y la tasa representativa del mercado que se expresan en pesos colombianos, y las divisas (por ejemplo dólares, euros, libras esterlinas etc.) que se expresan en unidades.2.

### 2. Transacciones y saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza la sociedad 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 de 2015 y 31 de diciembre de 2016 de \$3.149,47 y \$3.000,71 por US\$1 y \$3.437,64 y \$3.165,44 por Euro.

### **3.15. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes**

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

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes, en todos los casos.

### **3.16. Reconocimiento de ingresos**

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 de la Compañía 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.

La Compañía 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 de la Compañía 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.

### **3.17. Reconocimiento de costos y gastos**

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

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

Dentro de los gastos se incluyen el mantenimiento de los activos, costos del sistema de transmisión, 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.

### **3.18. 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

### **3.19. 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.

Las disposiciones legales que contemplan la constitución de reservas aplicables a la Compañía son las siguientes:

- > Artículo 130 del Estatuto Tributario que contempla la apropiación de las utilidades netas equivalente al 70% del mayor valor de la depreciación fiscal sobre la depreciación contable, calculada bajo normas contables locales. Esta reserva se puede liberar en la medida en que las depreciaciones contables, excedan las solicitadas anualmente para efectos tributarios, o se vendan los activos que generaron el mayor valor deducido.
- > El Código de Comercio exige a la Compañía a apropiarse el 10% de sus utilidades netas anuales determinadas bajo las normas contables locales como reserva legal hasta que el saldo de esta reserva sea equivalente al 50% del capital suscrito. La reserva legal obligatoria no es distribuible antes de la liquidación de la Empresa, 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.

### **3.20. Utilidad por acción**

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia neta del periodo atribuible a los accionistas de la Compañía y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de las mismas en circulación durante dicho periodo, una vez efectuada la apropiación de los dividendos preferentes correspondientes a 20.952.601 acciones al 31 de diciembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. Los dividendos preferentes tienen un valor de US\$0,1107 por acción.

### **3.21. Distribución de dividendos**

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

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

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

### **3.22. Segmentos de operación**

Un segmento de operación es un componente de una entidad:

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

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

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

La Compañía para todos sus efectos, de acuerdo a los lineamientos de la NIIF 8 cuenta con un solo segmento de operación asociado al negocio de energía; sin embargo la Compañía está iniciando 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 equivalentes de efectivo

	Al 31 de diciembre de 2016		Al 31 de diciembre de 2015	
Saldos en bancos	\$	456.308.124	\$	180.481.092
Depósitos a corto plazo (1)		101.100.000		60.000.000
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (2)		62.620.564		58.684.245
Efectivo en caja		49.256		13.175
	<b>\$</b>	<b>620.077.944</b>	<b>\$</b>	<b>299.178.512</b>

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

Detalle por Moneda	Al 31 de diciembre de 2016		Al 31 de diciembre de 2015	
Pesos Colombianos	\$	618.365.887	\$	298.685.853
Dólares Americanos		1.706.072		491.149
Euros		5.985		1.510
	<b>\$</b>	<b>620.077.944</b>	<b>\$</b>	<b>299.178.512</b>

1. Al 31 de diciembre de 2016 la Compañía cuenta con el siguiente CDT con vencimiento inferior a 90 días:

Banco	Monto	Tasa	Días	Inicio	Vencimiento
Corpbanca	101.100.000	8,35%	90	27-oct-2016	27-01-2017

Al 31 de diciembre de 2015 la compañía cuenta con los siguientes CDT con vencimiento inferior a 90 días:

Banco	Monto	Tasa	Días	Inicio	Vencimiento
Corpbanca	60.000.000	6,55%	89	23-dic-15	22-mar-16

1. Los encargos fiduciarios y carteras colectivas corresponden principalmente:

Entidad Financiera	Al 31 de diciembre de 2016		Al 31 de diciembre de 2015	
Cartera colectiva QB (*)	\$	47.182.957	\$	47.645.756
Corredores Asociados		14.472.428		10.888.352
Corredores Asociados Derivex		548.190		101.570
Cartera colectiva Bancolombia		286.400		-
Fiduciaria Bogotá		58.236		3.426
Fondo de Inversión Fonval		50.633		3.368
BBVA Fiduciaria		15.048		32.103
Fondo Abierto Allianz		4.336		7.465
Fiduciaria Corficolombiana		2.336		2.205
	<b>\$</b>	<b>62.620.564</b>	<b>\$</b>	<b>58.684.245</b>

(\*) Cartera constituida para atender las obligaciones de construcción de la vía perimetral para la zona de influencia de la central El Quimbo

Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía cuenta con \$4.403.766 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas de manera conjunta con Codensa y reasignables entre las dos compañías, respecto de las cuales, en caso de requerirse, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso. Adicionalmente, se tiene aprobada una línea de crédito Intercompañía con Codensa S.A. E.S.P., por USD\$100 millones para propósitos generales de la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía presenta efectivo restringido (ver nota 34 – Mercado de derivados Energéticos)

## 5. Otros activos financieros

	Al 31 de diciembre de 2015		Al 31 de diciembre de 2016	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Fideicomisos(1)	\$ 11.502.292	\$ -	\$ 12.102.749	\$ -
Garantías mercados derivados energéticos	2.298.018	-	-	-
Otros activos	1.466.899	-	101.572	-
Instrumentos derivados de cobertura y no cobertura(2)	26.523	-	1.180.802	-
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (3)	-	5.698.661	-	2.740.235
	<b>\$ 15.293.732</b>	<b>\$ 5.698.661</b>	<b>\$ 13.385.123</b>	<b>\$ 2.740.235</b>

1. Al 31 de diciembre de 2016, el valor de los fideicomisos corresponde principalmente a :

	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de diciembre de 2015
Fideicomisos		
Fideicomisos Embalse Tominé	\$ 7.478.016	\$ 7.199.474
Fideicomisos Proyecto Quimbo	2.384.752	3.860.454
Fideicomisos Embalse Muña	1.639.524	1.042.821
	<b>\$ 11.502.292</b>	<b>\$ 12.102.749</b>

El saldo al 31 de diciembre de 2016 corresponde principalmente a los fideicomisos con la entidad BBVA FIDUCIARIA, por \$9.103.761, distribuidos así: fideicomiso No 31636 por \$5.132.221, fideicomiso No 31555 por \$2.345.704 y el fideicomiso No 31683 por \$1.625.836 destinados a la administración, operación, mantenimiento y mejoramiento del Embalse de Tominé y Muña de conformidad con lo impuesto por resolución expedida por la CAR, acuerdo conjunto con la Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P.

Así mismo el fideicomiso proyecto Quimbo se constituyó para atender compromisos derivados de la construcción de la central hidroeléctrica El Quimbo.

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

2. La Compañía a 31 de diciembre de 2016 tiene constituido un (1) derivado con la entidad BBVA, con valoración activa para las obligaciones contraídas con Seguros Mapfre para las pólizas de seguros corporativos todo riesgo daños materiales (primera capa) entre el 01 de noviembre de 2016 hasta el 01 de noviembre de 2017 así:

Derivado	Subyacente	Factor de Riesgo	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	MTM	Interés Derivado	MTM + Int
FORWARD	Cobertura Seguros	Tipo de cambio	\$ 5.833	USD	\$ 2.988,60	\$ 26.523	\$ -	\$ 26.523
<b>Total valoración</b>						<b>\$ 26.523</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 26.523</b>

La compañía a 31 de diciembre de 2015 tiene constituido cuatro (4) derivados con valoración activa para las obligaciones contraídas en moneda extranjera con el Banco de Crédito del Perú así:

Tipo	Subyacente	Factor de riesgo	Nocional activo	Moneda	Tasa fijada	MTM	Interés derivado	MTM + Int
SWAP	Cobertura Deuda equiv 30 MUSD	Tipo de cambio	\$ 97.020	PEN	\$ 95,770	\$ -	\$ 505.338	\$ 505.338
SWAP	Cobertura Deuda equiv 20 MUSD	Tipo de cambio	64.550	PEN	94,751	-	249.759	249.759
SWAP	Cobertura Deuda equiv 15 MUSD	Tipo de cambio	50.385	PEN	924,23	367,372	56.344	423.716
SWAP	WHT deuda equiv 15 MUSD	Tipo de cambio	413	PEN	924,23	1,989	-	1,989
						<b>\$ 369.361</b>	<b>\$ 811.441</b>	<b>\$ 1.180.802</b>

3. Las inversiones financieras en sociedades no cotizadas son:

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Acciones Ordinarias	% Participación	Valor 31/12/16	Valor 31/12/15
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	109.353.394	0,22%	5.698.661	2.740.235

Al 31 de diciembre de 2016, se refleja un incremento originado en la inversión en Electricaribe S.A E.S.P como resultado de la valoración calculada por el método de los múltiplos, por \$2.958.425.

## 6. Otros activos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2016		Al 31 de diciembre de 2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Otros deudores (1)	\$ 14.885.824	-	\$ 18.233.710	-
Anticipos para adquisición de bienes (2)	6.921.428	-	10.602.627	-
Beneficios a empleados por préstamos(3)	349.722	6.397.436	364.046	4.864.712
Cuentas por cobrar aseguradoras(4)	25.803	-	15.773.152	-
Gastos pagados por anticipado(5)	-	-	20.372.850	-
<b>\$</b>	<b>22.182.777</b>	<b>\$ 6.397.436</b>	<b>\$ 65.346.385</b>	<b>\$ 4.864.712</b>

1. Al 31 de diciembre de 2016 los otros deudores están compuestos principalmente por:

a. La cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por la Compañía, producto de los fallos en contra de Betania correspondiente a los procesos vigentes en la fecha del contrato de compraventa de acciones en 1997, por \$5.808.491.

b. Cuenta por cobrar por concepto de periodificación de la deuda con el banco Corpbanca por \$1.455.984.

Dentro del saldo de los otros deudores para los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, está incluido el saldo a favor generado en la declaración de renta 2003 por \$5.549.564, que fue solicitado a la DIAN. Este proceso se encontraba en primera instancia en el Tribunal Administrativo del Huila, sin embargo, fue remitido a los tribunales de descongestión en Bogotá.

## Emgesa S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

Al 31 de diciembre de 2015 los otros deudores están compuestos principalmente por:

a. La cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por la Compañía, producto de los fallos en contra de Betania correspondiente a los procesos vigentes en la fecha del contrato de compraventa de acciones en 1997, por \$2.178.621.

b. Cuenta por cobrar por concepto de corrección en la liquidación de la ley 99 /1993 por \$799.701.

c. Cuenta por cobrar a Petróleos del Milenio producto del acuerdo comercial de descuento por compra de volúmenes de combustible por \$8.578.525.

2. Los anticipos para adquisición de bienes están compuestos por:

a. Anticipos para adquisición de bienes en moneda nacional:

	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de diciembre de 2015
Depósitos en garantía XM	\$ 3.999.358	\$ 4.938.396
Vansolix S A En reestructuración	612.283	676.830
P Van Der Wegen Gears	382.126	427.301
Mechanical Dynamics & Analysis, Ltd	301.814	-
Empresa de Energía del bajo Putumayo S.A.	269.515	-
Agencia de Aduanas Suppla S.A.S.I	227.000	61.504
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P	183.899	-
Centrales Eléctricas del Norte	174.917	-
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	174.330	-
Empresa de Energía de Casanare S.A.	147.981	-
Empresa de Energía de Pereira S.A.	122.308	-
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A.	102.583	-
Compañía Energética del Tolima	99.065	-
Patrimonios Autónomos Fiduciaria	67.847	-
Otros	59.288	59.158
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P	39.005	-
Diferencia en cambio no realizada	(55.652)	4.122.670
Pegasus Bleng International	13.761	148.101
Almaviva S.A.	-	147.654
Siemens S.A.	-	21.013
	<b>\$ 6.921.428</b>	<b>\$ 10.602.627</b>

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

4. En febrero, se recibió el pago del saldo pendiente de la indemnización por el deslizamiento del dique en la Hidroeléctrica El Quimbo por \$15.747.350 (USD \$5.000.000), el saldo por cobrar a los aseguradores corresponde a indemnizaciones por demanda.

5. Los gastos pagados por anticipados corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de diciembre de 2015
Póliza todo riesgo	\$ -	\$ 19.256.421
Póliza responsabilidad civil	-	1.106.382
		<b>20.362.803</b>
Otros (Medicina pre-pagada)	-	10.047
	<b>\$ -</b>	<b>\$ 20.372.850</b>

La Compañía no presenta saldo en los gastos pagados por anticipado para el 2016 debido a que la cobertura de la póliza de seguros tenía vigencia hasta octubre, para noviembre y diciembre se registró provisión estimada del gasto, estas pólizas son de negociación global por el grupo.

## 7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 31 de diciembre de 2016		Al 31 de diciembre de 2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cuentas comerciales, bruto * (1)	\$ 196.007.845	\$ -	\$ 277.989.579	\$ -
Cartera financiada comercial, bruto (2)	56.681.996	3.425.525	32.392.377	-
Cartera Compensaciones Térmicas, bruto (3)	17.343.748	21.066.435	17.335.372	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	3.641.772	10.214.174	4.789.096	8.686.009
Cartera financiada empleados, bruto	318.287	-	775.396	-
<b>Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto</b>	<b>273.993.648</b>	<b>34.706.134</b>	<b>333.281.820</b>	<b>8.686.009</b>
Provisión deterioro cartera financiada	(56.681.996)	(3.425.525)	-	-
Provisión de deterioro cuentas comerciales	(45.767.346)	-	(3.546.893)	-
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar	(2.049.313)	-	(2.111.024)	-
<b>Total provisión por deterioro</b>	<b>(104.498.655)</b>	<b>(3.425.525)</b>	<b>(5.657.917)</b>	<b>-</b>
Cuentas comerciales, neto	150.240.499	-	274.442.686	-
Cartera financiada, neto	-	-	32.392.377	-
Otras cuentas por cobrar, neto	17.343.748	21.066.435	17.335.372	-
Cartera financiada empleados, neto	1.592.459	10.214.174	2.678.071	8.686.009
Cartera Compensaciones Térmicas, neto	318.287	-	775.396	-
<b>Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto</b>	<b>\$ 169.494.993</b>	<b>\$ 31.280.609</b>	<b>\$ 327.623.902</b>	<b>\$ 8.686.009</b>

(\*) La cartera de generación y transmisión, presenta el siguiente esquema durante cada periodo:

Al 31 de diciembre de 2016, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

Cartera de generación y transmisión al 31 dic./16	Cartera	Cartera Vencida		Total Cartera Corriente
	Vigente	1-180 días	>360 días	
<b>Cuentas comerciales, bruto</b>	<b>\$ 155.501.199</b>	<b>\$ 38.042.568</b>	<b>\$ 2.464.078</b>	<b>\$ 196.007.845</b>
- Grandes clientes	145.516.459	38.032.567	2.464.078	186.013.104
- Clientes institucionales	9.984.740	-	-	9.984.740
- Otros	-	10.001	-	10.001
- Provisión deterioro	(8.620.111)	(34.683.157)	(2.464.078)	(45.767.346)
<b>Cuentas Comerciales y Cartera Financiada, neto</b>	<b>\$ 146.881.088</b>	<b>\$ 3.359.411</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 150.240.499</b>

Al 31 de diciembre de 2015, la composición de las cuentas comerciales es la siguiente:

Cartera de generación y transmisión al 31 dic./15	Cartera	Cartera vencida		Total cartera corriente
	vigente	1-180 días	>360 días	
<b>Cuentas comerciales, bruto</b>	<b>\$ 270.152.266</b>	<b>\$ 5.336.665</b>	<b>\$ 2.500.648</b>	<b>\$ 277.989.579</b>
- Grandes clientes	261.917.229	5.336.665	2.500.648	269.754.542
- Clientes institucionales	8.235.037	-	-	8.235.037
- Provisión deterioro	-	(1.046.245)	(2.500.648)	(3.546.893)
<b>Cuentas Comerciales y Cartera Financiada, neto</b>	<b>\$ 270.152.266</b>	<b>\$ 4.290.420</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 274.442.686</b>

1. La variación de la cartera comercial corresponde principalmente a:

Al 31 de diciembre de 2016, la cartera por cuentas comerciales presenta una variación que corresponde principalmente a la disminución de la cartera para el mercado mayorista durante este periodo para los siguientes clientes: Electrificadora del Huila por \$9.610.495, Compañía Energética del Tolima por \$7.511.515, Centrales Eléctricas del Norte por \$7.022.524, Electrificadora del Meta por \$4.662.892, Empresa de Energía de Boyacá por \$3.371.466, Vatia S.A. por \$1.536.100 y Electrificadora del Caqueta por \$1.052.053; adicionalmente, se presenta una menor estimación en las ventas de energía por facturar por \$79.514.966, generada por la facturación de 29 contratos de los consumos de noviembre y diciembre, recaudados en el mismo periodo, y un menor precio de bolsa.

Al 31 de diciembre de 2015 la variación corresponde principalmente al aumento de la cartera del mercado mayorista para los clientes: Electrificadora del Caribe por \$8.850.896; Compañía Energética del Tolima por \$8.387.346; Electrificadora del Huila por \$7.863.635; Centrales Eléctricas del Norte de Santander por \$7.022.526; Isagen por \$4.187.232; Empresa de Energía de Boyacá por \$3.371.466; adicionalmente, una mayor estimación en las ventas de energía por facturar por \$55.439.763, generada por el aumento de los precios en bolsa, el mercado mayorista y el número de contrato de ventas en firme.

2. Al 31 de diciembre de 2016, la cartera financiada comercial tuvo una modificación en su contrato anterior, amparado bajo el otro sí número EDCC-136-2013/EM-13-213 firmado el día 14 de enero de 2016, 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 facturas en un mes adicional, pagando el último día hábil del segundo mes inmediatamente siguiente al mes de consumo y en el cual se reconocerá un interés del IBR (3M) + 2,54% puntos adicionales, los cuáles son reconocidos como un ingreso financiero, y la Compañía clasifica éste interés adicional como cartera financiada que tiene un saldo por \$55.747.757. Adicionalmente, El día 3 de junio de 2016 se firma el acuerdo de acreedores entre Termocandelaria y sus acreedores, en el cual la Compañía, 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 \$3.425.525.

Al 31 de diciembre de 2015, la cartera financiada comercial corresponde a la reclasificación de la cartera comercial correspondiente a los contratos de suministro de Energía No.EDCC-111-2012 y EDCC-154-201, celebrados con el cliente del mercado mayorista, Electrificadora del Caribe S.A ESP, que por dificultades internas de flujo de caja, acuerda ampliar el pago de la facturas al primer día del tercer mes inmediatamente siguiente al mes del consumo y por el cual se causará un interés del 6% efectivo anual, reconocidos como ingresos financieros, la Compañía clasifica esta cartera como cartera financiada

3. El pasado 27 de octubre de 2015, la Comisión Reguladora de Energía y Gas, CREG, emite 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, la Compañía como generador y operando con la Central Cartagena bajo estas condiciones, desde el día 4 de noviembre manifiesta a este ente regulador acogerse a la opción contemplada en la resolución. Durante el año, la Compañía realizó una clasificación de la cartera por compensaciones térmicas bajo los estándares internacionales, la cual, a 31 de diciembre de 2016 se presenta como cartera corriente y no corriente por \$17.343.748 y \$21.066.435, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2015, corresponde a \$10.792.717 por la generación de la Central Cartagena en noviembre y una cartera estimada para diciembre por \$6.542.655.

## Deterioro de cartera

Los movimientos de la provisión por deterioro de cuentas comerciales corrientes y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2016 son los siguientes:

<b>Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro al 31 diciembre de 2016</b>	<b>Corriente</b>	<b>No Corriente</b>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>\$ (5.657.917)</b>	<b>\$ -</b>
Aumentos (disminuciones) del periodo	(98.894.945)	(3.425.525)
Montos castigados	54.207	-
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>\$ (104.498.655)</b>	<b>\$ (3.425.525)</b>

Los movimientos de la provisión por deterioro de cuentas comerciales corrientes y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2015 son los siguientes:

<b>Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro al 31 diciembre de 2015</b>		
<b>Saldo al 1 de enero de 2014</b>	<b>\$</b>	<b>3.029.914</b>
Aumentos (disminuciones) del periodo		2.760.070
Montos castigados		(574.596)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>\$</b>	<b>5.215.388</b>
Aumentos (disminuciones) del periodo		457.493
Montos castigados		(14.964)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>\$</b>	<b>5.657.917</b>

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.

Durante el periodo de 2016, la Compañía realizó evaluación de forma individual a la cartera, en la que se determinó registrar la provisión principalmente para los clientes Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., y Termocandelaria S.C.A. E.S.P, como se detalla a continuación:

<b>Ciente</b>	<b>Saldo Provisionado</b>
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	<b>\$ 99.263.875</b>
Cartera Financiada	56.035.823
Mercado Mayorista	42.499.344
Bolsa Energía	728.708
Termocandelaria S.C.A. E.S.P.	<b>\$ 4.399.972</b>
Cartera Financiada	4.399.972

### **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.

## **8. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos**

### **y asociadas**

Las participaciones que la Compañía posee en otras entidades asociadas y subsidiarias se registran inicialmente al costo y posteriormente se aplica el método de participación en los estados financieros separados de la Compañía según lo establecido en el decreto 2420 de 2015 adicionado por el Decreto 2496 de 2015 (ver nota 3.4).

El detalle de las inversiones reconocidas son las siguientes:

<b>Títulos Participativos en Acciones</b>	<b>Actividad Económica</b>	<b>Relación</b>	<b>Acciones Ordinarias</b>	<b>% Participación</b>	<b>Valor 31/12/16</b>	<b>Valor 31/12/15</b>
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.(1)	Servicios Portuarios	Subsidiaria	55.071	94,95	\$ 491.772	\$ 5.507
Emgesa Panamá (2)	Energía	Subsidiaria		100,00	71.293	46.572
					<b>\$ 563.065</b>	<b>\$ 52.079</b>

1. La Compañía registró una valoración en Sociedad Portuaria Central Cartagena por \$486.265 y una desvalorización en Emgesa Panamá (\$73.911).

2. En abril de 2016 la Compañía realizó una capitalización a Emgesa Panamá por USD \$32.160 equivalente a \$98.633 para incrementar el capital de trabajo.

## 9. Saldos y transacciones con partes relacionadas

### Cuentas por cobrar a entidades relacionada

Nombre Empresa Relacionada	Relación	País de Origen	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2016		Al 31 de diciembre de 2015	
				Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (1)	Filial	Colombia	Prtmos x pagar/cobrar a emp del grupo	\$ -	1.071.150	\$ -	\$ 1.005.483
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.(2)	Filial	Colombia	Anticipo	1.018.221	-	-	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Filial	Colombia	Otros servicios	107.256	-	120.547	-
Codensa	Vinculado	Colombia	Otros servicios	202.479	-	184.624	-
Codensa (3)	Vinculado	Colombia	Venta de Energía	-	-	26.663.641	-
Enel Green Power Colombia (4)	Vinculado	Colombia	Otros servicios	80.865	-	4.375.000	-
Enel Chile S.A (5)	Vinculado	Chile	Otros servicios	24.176	-	24.176	-
Energía Nueva Energía Limpia México (5)	Vinculado	México	Otros servicios	14.226	-	-	-
Endesa Energía SAU (5)	Vinculado	España	Otros servicios	2.204	-	2.204	-
EEC (Ahora Codensa) (3)	Vinculado	Colombia	Venta de Energía	-	-	1.397.221	-
EEB	(*)	Colombia	Otros servicios	-	-	525.532	-
<b>Total</b>				<b>\$ 1.449.427</b>	<b>\$1.071.150</b>	<b>\$ 33.292.945</b>	<b>\$1.005.483</b>

(\*) La Empresa de Energía de Bogotá es accionista de la Compañía (Ver nota 20)

1. Corresponde a los créditos Intercompañía a largo plazo, los cuales fueron pactados a 7 años; estos créditos se realizaron para cubrir obligaciones con el Instituto Nacional de Concesiones – INCO hoy Agencia Nacional de Infraestructura - ANI y proveedores.
2. Corresponde a un anticipo para mantenimiento de una barcaza de Sociedad Portuaria Central Cartagena.
3. Corresponde a la cartera estimada de ventas de energía, la disminución a 31 de diciembre de 2016 se presenta porque la venta de energía de diciembre se facturó y recaudo en el mismo mes.
4. Corresponde a la venta de activos asociada al proyecto de generación de energía eólica.
5. Corresponde a la provisión por los costos del personal expatriado en España, Chile y México. A diciembre 2015 se tenía la cuenta por cobrar con Enersis por \$24.176, actualmente Enel Chile S.A.

## Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	País de origen	Relación	Tipo de transacción	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de diciembre de 2015
				Corriente	Corriente
Enel Américas S.A(1)	Chile	Vinculado	Dividendos	\$ 96.986.181	\$ 90.159.368
Codensa (2)	Colombia	Vinculado	Compra de energía	10.801.224	9.133.840
Codensa	Colombia	Vinculado	Otros servicios	-	93.249
Enel Italia Service (3)	Italia	Vinculado	Estudios y proyectos	3.547.333	-
Enel Produzione Spa (4)	Italia	Vinculado	Otros servicios	1.779.948	824.621
Enel SPA (4)	Italia	Vinculado	Otros servicios	663.644	-
Enel SPA	Italia	Vinculado	Estudios y proyectos	318.750	-
Enel Trade (4)	Italia	Vinculado	Otros servicios	457.254	-
Enel Latinoamérica (4)	España	Vinculado	Otros servicios	415.969	183.018
Enel Iberoamérica (5)	España	Vinculado	Otros servicios	383.130	211.901
Enel Ingegneria e Ricerca (4)	Italia	Vinculado	Otros servicios	166.088	-
Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Vinculado	Estudios y proyectos	-	862.848
Enel Generación Chile S.A. (4)	Chile	Vinculado	Otros servicios	134.334	314.723
Enel Chile S.A. (4)	Chile	Vinculado	Otros servicios	59.698	132.471
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A	Colombia	Filial	Otros servicios	38.616	195.413
EEC (Ahora Codensa) (6)	Colombia	Vinculado	Compra de energía	-	624.273
EEB	Colombia	(*)	Dividendos	103.051.317	97.751.172
EEB	Colombia	(*)	Otros servicios	50.402	47.345
<b>Total</b>				<b>\$ 218.853.888</b>	<b>\$ 200.534.242</b>

(\*) La Empresa de Energía de Bogotá es accionista de la Compañía (Ver nota 20)

1. A 31 de diciembre de 2015 se presentaron saldos de dividendos por pagar decretados a Enersis por \$40.182.866 y Endesa Chile por \$49.976.502, en 2016 estas compañías cambiaron su razón social a Enersis Américas y Endesa Américas respectivamente, en diciembre de este mismo año se fusionaron en Enel Américas S.A, presentando un saldo de dividendos por pagar por \$96.986.181.

2. El saldo se compone de los estimados de peajes, sistema de transmisión regional (STR), Sistema de distribución local (SDL) y facturación energía.

3. Corresponde al proyecto E4E, implementación de la convergencia de los sistemas SAP que soportan los modelos contables, de gestión de los activos y de operación de la Compañía.

4. Provisión por los costos del personal expatriado de España, Italia y Chile en Colombia. A diciembre 2015 se tenía la cuenta por pagar con Endesa Chile por \$314.723, actualmente Enel Generación Chile S.A por \$134.334, Enersis por \$132.471 y Enel Chile S.A., por \$59.698.

4. Corresponde a la provisión por gastos de IT con respecto a soporte, mantenimiento, licencias de software.

6. A diciembre de 2015, corresponde a facturación por áreas de distribución (ADDs) y Estimado en compra de energía. En octubre de 2016, la EEC se fusiono con Codensa.

## Emgesa S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

Transacciones más significativas y el efecto correspondiente en resultados:

Compañía	Concepto de la Transacción	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de diciembre de 2015
<b>Ingresos</b>			
Codensa	Venta de Energía	642.784.272	291.633.327
Codensa	Otros Servicios	435.272	408.517
Codensa	Venta de activos fijos	202.479	99.573
Codensa	Ingresos Financieros	195.109	-
EEC (Ahora Codensa)	Venta de Energía	27.691.953	17.793.092
EEB	Servicios de Operación	730.196	448.681
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Operación e intereses	181.564	174.336
Enel Ingeniería E Ricerca S.P.A	Diferencia en cambio	41.069	127.212
Enel Generación Chile S.A	Diferencia en cambio	28.287	228.234
Energía Nueva Energía Limpia México	Otros Servicios	14.226	-
Enel Chile S.A (1)	Diferencia en cambio	11.504	4.259
Enel Chile S.A (1)	Otros servicios	-	24.176
Enel Latinoamérica	Diferencia en cambio	10.924	3.108
Emgesa Panamá	Diferencia en cambio	6.940	-
Enel Iberoamérica	Diferencia en cambio	1.720	4.817
Enel Green Power Colombia	Venta de activos fijos	-	4.375.000
Endesa Energía SAU	Otros Servicios	-	2.204
Endesa Energía SAU	Diferencia en cambio	-	475
		<b>\$ 672.335.515</b>	<b>\$ 315.327.011</b>
<b>Costos y gastos</b>			
Codensa	Transporte de energía	119.339.729	106.745.607
Codensa	Energía y alumbrado	468.369	590.134
Codensa	Otros Servicios	319.985	8.338
Codensa	Gastos financieros	-	54.335
EEC (Ahora Codensa)	Transporte de energía	3.819.886	4.517.464
EEC (Ahora Codensa)	Otros Servicios	456	572
EEB	Otros Servicios	-	985.025
Enel Produzione SPA	Otros Servicios	989.546	824.621
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Gestión y operación	803.417	571.557
Enel SPA	Otros Servicios	629.425	-
Enel SPA	Estudios y proyectos	318.750	-
Enel Italia Service	Estudios y proyectos	589.096	-
Enel Trade	Otros Servicios	457.254	-
Enel Iberoamérica	Servicios Informáticos	388.328	247.511
Enel Iberoamérica	Diferencia en cambio	8.493	1.610
Enel Latinoamérica	Otros Servicios	388.152	373.825
Junta Directiva	Honorarios	327.546	260.782
Enel Ingeniería E Ricerca S.P.A	Otros Servicios	166.088	-
Enel Ingeniería E Ricerca S.P.A	Estudios y proyectos	41.435	862.848
Enel Ingeniería E Ricerca S.P.A	Diferencia en cambio	13.879	19.109
Enel Generación Chile S.A.(1)	Diferencia en cambio	19.333	-
Enel Generación Chile S.A. (1)	Otros Servicios	422	215.487
Enel Chile S.A (1)	Diferencia en cambio	7.801	-
Enel Chile S.A (1)	Otros Servicios	195	84.120
Emgesa Panamá	Diferencia en cambio	3.810	-
Endesa Energía SAU	Otros servicios	-	28.887
Endesa Energía SAU	Diferencia en cambio	-	261
		<b>\$ 129.101.395</b>	<b>\$ 116.392.093</b>

(1) Ingresos y gastos correspondientes a servicios por personal expatriado que a diciembre 2015 se tenían con Endesa Chile y Enersis las cuales en 2016 cambiaron su razón social a Enel Generación Chile S.A y Enel Chile S.A. respectivamente.

Las ventas y compras entre partes relacionadas se realizan en condiciones equivalentes a las que existen para transacciones entre partes independientes (ver nota 18).

## Junta Directiva y personal clave de la Gerencia

### Junta Directiva

La Compañía cuenta con una Junta Directiva compuesta por siete (7) miembros principales, cada uno de ellos con un suplente personal, elegidos por la Asamblea General de Accionistas mediante el sistema de cuociente electoral. Conforme a lo indicado en los estatutos, mientras que 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 realiza por períodos de dos (2) años, pudiendo ser sus miembros reelegidos indefinidamente, y sin perjuicio de la facultad de la Asamblea de Accionistas de removerlos libremente en cualquier momento.

La Junta Directiva vigente a 31 de diciembre de 2016 fue elegida por la Asamblea General de Accionistas en sesión ordinaria llevada a cabo el 28 de marzo de 2016. En la Sociedad 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. El Secretario de la Junta Directiva fue designado en sesión del 11 de noviembre de 2008.

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 a 31 de diciembre de 2016, según aprobación de la Asamblea de Accionistas en sesión ordinaria del 28 de marzo de 2016 es de USD\$1.000, después de impuestos, por asistencia a cada sesión de la Junta Directiva.

A continuación se presentan los honorarios pagados a la Junta Directiva:

Tercero	al 31 de diciembre de 2016	al 31 de diciembre de 2015
Herrera Lozano Jose Alejandro	\$ 41.541	\$ 20.558
Riga Bruno	38.144	25.974
Rubio Diaz Lucio	37.991	37.594
Vargas Lleras Jose Antonio	34.604	37.594
Lafaurie Luisa Fernanda	31.303	31.446
Álvarez Hernández Gloria Astrid	31.165	-
Araujo Castro María Consuelo	27.528	-
Romero Raad Richard Ernesto	10.267	-
Lopez Valderrama Andres	10.238	3.436
Gutierrez Medina Fernando	6.937	8.494
Vivas Munar Diana Margarita	6.630	-
Bonilla Gonzalez Ricardo	3.746	37.594
Caprini Daniele	3.550	-
Jimenez Rodriguez Diana Marcela	3.397	3.126
Roa Barragán Ricardo	-	34.768
Maldonado Copello Maria Mercedes	-	17.035
Torres Macías Alvaro	-	2.825
<b>Total general</b>	<b>\$ 287.041</b>	<b>\$ 260.444</b>

## Personal clave de la Gerencia

A continuación se relaciona el personal clave de la Gerencia:

Nombre	Cargo
Bruno Riga	Director General Emgesa
Lucio Rubio Díaz	Director General Colombia
Danielle Caprini	Gerente de Administración, Finanzas y Control
Aurelio Bustillo Oliveira	Gerente de Administración, Finanzas y Control

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a diciembre de 2016 a \$2.905.904. Estas remuneraciones incluyen los salarios y beneficios a corto plazo (bono anual por cumplimiento de objetivos).

	Año terminado el 31 de diciembre de 2016	Año terminado el 31 de diciembre de 2015
Remuneraciones	\$ 2.406.348	\$ 1.893.498
Beneficios a corto plazo	498.746	420.207
	<b>\$ 2.905.094</b>	<b>\$ 2.313.705</b>

## Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

La Compañía tiene para sus ejecutivos un bono anual por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a la Compañía. Estos bonos corresponden a un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Al 31 de diciembre de 2016 la Compañía 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 no hay pagos de indemnizaciones por terminación de contrato.

## 10. Inventarios

	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de Diciembre de 2015
Carbón (*)	\$ 23.083.747	\$ 10.994.370
Elementos y accesorios de energía (1)	10.460.814	11.361.974
Fuel Oil (*)	10.447.760	12.206.531
<b>Total Inventarios</b>	<b>\$ 43.992.321</b>	<b>\$ 34.562.875</b>

(\*) Corresponde a los inventarios de combustibles utilizados por las plantas de generación térmica para la puesta en operación durante 2016, a diciembre de 2016 presenta un incremento asociado a la baja generación térmica especialmente con carbón.

(1) Los elementos y accesorios están compuestos:

	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de Diciembre de 2015
Repuestos y materiales (a)	\$ 10.738.520	\$ 11.644.519
Provisión de Materiales (b)	(277.706)	(282.545)
<b>Total Otros Inventarios</b>	<b>\$ 10.460.814</b>	<b>\$ 11.361.974</b>

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 área de producción.

b. Al 31 de Diciembre de 2016, los inventarios tienen una provisión de obsolescencia por \$277.706 para ser utilizada durante el periodo 2017. La variación respecto a 2015 es resultado de los procesos de depuración de inventarios realizados en 2016.

## 11. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

Activos Intangibles	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de diciembre de 2015
Derechos (1)	\$ 58.099.975	\$ 54.961.578
Costos de desarrollo (2)	24.384.010	25.729.367
Licencias (3)	11.904.716	4.634.553
Programas informáticos	825.714	1.190.334
Otros activos intangibles identificables	4.817.773	3.103.281
<i>Construcciones y avances de obras</i>	4.405.324	2.690.832
<i>Otros recursos intangibles</i>	412.449	412.449
<b>Activos intangibles, neto</b>	<b>\$ 100.032.188</b>	<b>\$ 89.619.113</b>
Costo		
Derechos (1)	83.322.027	78.664.639
Costos de desarrollo (2)	34.555.565	35.636.887
<i>Licencias (3)</i>	20.712.441	11.363.839
Programas Informáticos	12.211.180	11.795.593
Otros Activos Intangibles Identificables	8.274.738	6.560.246
<i>Construcciones y avances de obras</i>	4.405.324	2.690.832
<i>Otros recursos intangibles</i>	3.869.414	3.869.414
<b>Activos Intangibles, Bruto</b>	<b>\$ 159.075.951</b>	<b>\$ 144.021.204</b>
<i>Amortización</i>		
Derechos (1)	(25.222.052)	(23.703.061)
Costos de desarrollo (2)	(10.171.555)	(9.907.520)
Licencias (3)	(8.807.725)	(6.729.286)
Programas Informáticos	(11.385.466)	(10.605.259)
Otros Activos Intangibles Identificables	(3.456.965)	(3.456.965)
<b>Amortización Acumulada de Activos Intangibles</b>	<b>\$ (59.043.763)</b>	<b>\$ (54.402.091)</b>

(1) Dentro de los derechos, la Compañía reconoció 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. El saldo al 31 de diciembre de 2016, incluye el costo por \$65.364.594 la amortización se reconoce por el método de línea recta en un periodo de 50 años, con un valor acumulado de \$22.139.598.

Dentro de este rubro también se clasifica la prima de estabilidad jurídica para el proyecto el Quimbo por \$20.573.613, con una amortización acumulada a 31 de diciembre 2016 por \$3.082.456. Esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo a la vigencia de los beneficios tributarios.

(2) Corresponde principalmente a los costos asociados a proyectos de expansión; Menores Sumapáz por \$13.560.646, Guaicaramo por \$9.445.277, Campohermoso por \$6.410.682, Canoas \$610.127, Zipa 6 \$435.774 y otros proyectos en plantas menores por \$13.163, que iniciarán su amortización cuando se encuentren en etapa productiva. La amortización incluye principalmente proyectos llevados al gasto; Conversión Termocartagena por \$6.930.045, costos de energías alternativas por \$655.899, Sumapáz por \$614.440, Guaicaramo por \$568.356, Termosinifaná por \$402.780, Cuenca oriente por \$78.853, Oporapa por \$16.268, Chapasia por \$2.359, y Guaitiquia por \$1.458, otras amortizaciones costos de desarrollo por \$901.907.

(3) Está compuesto principalmente por desarrollos para el nuevo sistema ERP - E4E por \$9.248.966, desarrollos de SAP ISU \$4.309.825 y desarrollos de SAP SIE 2000A \$555.572.

La composición y movimientos del activo intangible es la siguiente:

Movimientos en activos intangibles al 31 de diciembre de 2016	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos				Otros Activos Intangibles Identificables		
	Costos de Desarrollo	Derechos	Licencias	Programas Informáticos	Construcciones y avances de obras	Otros recursos intangibles	Activos Intangibles
<b>Saldo Inicial 31/Dic/15</b>	<b>\$ 25.729.367</b>	<b>\$ 54.961.578</b>	<b>\$ 4.634.553</b>	<b>\$ 1.190.334</b>	<b>\$ 2.690.832</b>	<b>\$ 412.449</b>	<b>\$ 89.619.113</b>
<b>Movimientos en activos intangibles</b>							
Adiciones (*)	2.520.635	4.657.388	9.842.860	-	1.644.556	-	18.665.439
Trasposos	8.735	-	(494.259)	2.198.342	(1.712.818)	-	-
Retiros (**)	(3.610.692)	-	-	-	-	-	(3.610.692)
Amortización	(264.035)	(1.518.991)	(2.078.438)	(780.208)	-	-	(4.641.672)
Otros incrementos (disminuciones)	-	-	-	(1.782.754)	1.782.754	-	-
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>(1.345.357)</b>	<b>3.138.397</b>	<b>7.270.163</b>	<b>(364.620)</b>	<b>1.714.492</b>	<b>-</b>	<b>10.413.075</b>
<b>Saldo Final 31/Dic/16</b>	<b>\$ 24.384.010</b>	<b>\$ 58.099.975</b>	<b>\$ 11.904.716</b>	<b>\$ 825.714</b>	<b>\$ 4.405.324</b>	<b>\$ 412.449</b>	<b>\$ 100.032.188</b>

(\*)Durante el 2016, el incremento se genera principalmente por desarrollos para el nuevo sistema ERP - E4E por \$9.248.966, desarrollo software Olimpo por \$404.832 y Microsoft SO CORE CALL por \$296.891.

(\*\*) En el 2016 la Compañía decidió poner fin a los proyectos Termocesar, Termoboyacá y Termosantander por de \$3.610.692, dado que los proyectos termoeléctricos tienen un gran impacto por emisiones de CO2 al utilizar combustibles fósiles.

Movimientos en activos intangibles al 31 de diciembre de 2015	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos				Otros Activos Intangibles Identificables		
	Costos de Desarrollo	Derechos	Licencias	Programas Informáticos	Construcciones y avances de obras	Otros recursos intangibles	Activos Intangibles
<b>Saldo Inicial 01/Ene/15</b>	<b>\$ 22.228.774</b>	<b>\$57.143.427</b>	<b>\$ 5.939.950</b>	<b>\$ 853.122</b>	<b>\$ 2.806.535</b>	<b>\$ 412.449</b>	<b>\$ 89.384.257</b>
<b>Movimientos en activos intangibles</b>							
Adiciones	17547695	-	897324	1.449.502	-	-	<b>19.894.521</b>
Trasposos	-	-	22.829	(22.829)	-	-	-
Retiros (*)	(3.982.898)	-	-	-	(172.244)	-	<b>(4.155.142)</b>
Amortización (ver nota 25)	-	(2.181.849)	(2.225.550)	(1.089.461)	-	-	<b>(5.496.860)</b>
Otros incrementos (disminuciones)	(10.064.204)	-	-	-	56.541	-	<b>(10.007.663)</b>
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>3.500.593</b>	<b>(2.181.849)</b>	<b>(1.305.397)</b>	<b>337.212</b>	<b>(115.703)</b>	<b>-</b>	<b>234.856</b>
<b>Saldo Final 31/Dic/15</b>	<b>\$ 25.729.367</b>	<b>\$ 54.961.578</b>	<b>\$ 4.634.553</b>	<b>\$ 1.190.334</b>	<b>\$ 2.690.832</b>	<b>\$ 412.449</b>	<b>\$ 89.619.113</b>

## 12. Propiedades, planta y equipo, neto

	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de diciembre de 2015
Plantas y equipos (1)	\$ 7.424.945.002	\$ 7.381.204.500
Construcción en curso (2)	159.306.414	155.875.063
Terrenos	268.950.793	275.680.415
Edificios	44.219.117	44.442.206
Instalaciones fijas y otras	18.359.418	20.448.137
Arrendamientos financieros (3)	6.772.669	581.767
<b>Propiedades, plantas y equipos, neto</b>	<b>\$ 7.922.553.413</b>	<b>\$ 7.878.232.088</b>
Plantas y equipos	10.286.726.643	10.070.657.112
Plantas de generación hidroeléctrica	9.485.351.764	9.353.656.299
Plantas de generación termoeléctrica	801.374.879	717.000.813
Construcción en curso	159.306.414	155.875.063
Terrenos	268.950.793	275.680.415
Edificios	76.135.326	75.275.642
Instalaciones fijas y otras	86.910.076	84.840.935
Instalaciones fijas y accesorios	34.514.429	34.786.551
Otros instalaciones	52.395.647	50.054.384
Arrendamientos financieros	8.093.197	707.522
<b>Propiedades, plantas y equipos, bruto</b>	<b>\$ 10.886.122.449</b>	<b>\$ 10.663.036.689</b>
Plantas y equipos	(2.861.781.641)	(2.689.452.612)
Plantas de generación hidroeléctrica	(2.578.856.343)	(2.435.458.478)
Plantas de generación termoeléctrica	(282.925.298)	(253.994.134)
Instalaciones fijas y otras	(68.550.658)	(64.392.798)
Instalaciones fijas y accesorios	(26.761.086)	(25.802.141)
Otros instalaciones	(41.789.572)	(38.590.657)
Edificios	(31.916.209)	(30.833.436)
Arrendamientos financieros	(1.320.528)	(125.755)
<b>Depreciación acumulada</b>	<b>\$ (2.963.569.036)</b>	<b>\$ (2.784.804.601)</b>

(1) Durante el 2016 se trasladaron de inventarios a propiedad planta y equipo inventarios por \$674.802, correspondiente a inventarios de seguridad para las centrales.

El rubro plantas y equipos está compuesto de la siguiente manera:

CENTRALES TERMICAS			
A 31 de diciembre de 2016			
Central	Costo Bruto	Dep. Acumulada	Costo Neto
CC – Termozipa	606.004.192	(205.898.182)	400.106.010
CF – Cartagena	195.370.687	(77.027.116)	118.343.571
<b>Total Centrales Térmicas</b>	<b>801.374.879</b>	<b>(282.925.298)</b>	<b>518.449.581</b>

CENTRALES HIDRAULICAS			
A 31 de diciembre de 2016			
Central	Costo Bruto	Dep. Acumulada	Costo Neto
CH – Quimbo (*)	3.337.543.174	(50.011.295)	3.287.531.880
CH – Guavio	3.201.766.211	(1.039.487.422)	2.162.278.789
CH – Betania	1.902.584.348	(950.666.904)	951.917.444
CH – Pagua	791.566.867	(415.792.866)	375.774.001
CH – Centrales menores (Rio Bogotá)	161.995.174	(91.801.799)	70.193.375
CH – Salaco	89.895.990	(31.096.057)	58.799.932
<b>Total Centrales Hidráulicas</b>	<b>9.485.351.764</b>	<b>(2.578.856.343)</b>	<b>6.906.495.421</b>
<b>Total Plantas y Equipos</b>	<b>10.286.726.643</b>	<b>(2.861.781.641)</b>	<b>7.424.945.002</b>

CH – Central Hidráulica -

CC – Central Carbón

CF – Central Fuel Oil

(\*) Incluye los valores capitalizados correspondientes a la Central el Quimbo

(2) Corresponde a las inversiones efectuadas por la Compañía al 31 de diciembre de 2016, en las diferentes plantas, los principales activos en construcción son mejoras, reposiciones y modernizaciones de las siguientes centrales:

CENTRAL	AI 31 de diciembre de 2016
CC – Termozipa	\$ 67.980.812
CH – Quimbo	23.271.423
CF – Cartagena	22.153.246
CH - Salaco	14.885.160
CH - Pagua	9.397.288
CH - Guavio	7.311.352
CH - Centrales Menores (Rio Bogotá)	7.246.849
Otras Inversiones	3.532.947
CH - Betania	3.527.337
<b>Total Construcciones en Curso</b>	<b>\$ 159.306.414</b>

CH- Central Hidroeléctrica

CF- Central Fuel Oil

CC - Central Carbón

Corresponde a las inversiones efectuadas por la Compañía al 31 de diciembre de 2015, en las diferentes plantas, los principales activos en construcción son mejoras, reposiciones y modernizaciones de las siguientes centrales:

Proyecto	Al 31 de Diciembre de 2015	
CT. Termozipa	\$	37.996.565
CT. Cartagena		24.364.333
CH. Quimbo (*)		17.400.809
CH. Laguneta		16.468.149
CT. Betania		12.563.105
CH. Guaca		12.209.773
CH. Guavio		12.045.675
CH. Paraíso		7.371.466
Otros proyectos		3.711.078
CH. Dario Valencia		3.420.388
CH. Muña 3		2.996.508
CH. Salto 2		1.813.959
CH. El Limonar		1.336.708
CH. Tequendama		1.155.189
CH. Charquito		438.196
CH. La Tinta		243.851
CH. San Antonio		199.076
CH. Muña 2		140.235
<b>Total general</b>	<b>\$</b>	<b>155.875.063</b>

CH- Central Hidroeléctrica -

CT- Central Termoeléctrica

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

Movimiento en propiedad, planta y equipo al 31 de diciembre de 2016	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
<b>Saldo Inicial 31/dic/2015</b>	<b>\$ 155.875.063</b>	<b>\$ 275.680.415</b>	<b>\$ 44.442.206</b>	<b>\$ 6.918.197.820</b>	<b>\$ 463.006.679</b>	<b>\$ 8.984.410</b>	<b>\$ 11.463.727</b>	<b>\$ 581.767</b>	<b>\$ 7.878.232.087</b>
Movimiento en propiedad, planta y equipo									
Adiciones	229.113.238	302.363	222.550	1.392.365	1.439.109	45.466	471.434	6.546.073	<b>239.532.598</b>
Trasposos	(225.681.887)	(7.031.985)	1.478.378	141.016.182	88.077.892	126.472	2.014.948	-	-
Retiros	-	-	(1.355)	(3.755.273)	(4.136.100)	(104.064)	(4.696)	-	<b>(\$ 8.001.488)</b>
Gasto por depreciación	-	-	(1.922.662)	(150.355.673)	(29.937.999)	(1.298.941)	(3.339.338)	(355.171)	<b>(\$ 187.209.784)</b>
Otros incrementos (decrementos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total movimientos</b>	<b>3.431.351</b>	<b>(6.729.622)</b>	<b>(223.089)</b>	<b>(11.702.399)</b>	<b>55.442.902</b>	<b>(1.231.067)</b>	<b>(857.652)</b>	<b>6.190.902</b>	<b>44.321.326</b>
<b>Saldo Final 31/dic/16</b>	<b>\$ 159.306.414</b>	<b>\$ 268.950.793</b>	<b>\$ 44.219.117</b>	<b>\$ 6.906.495.421</b>	<b>\$ 518.449.581</b>	<b>\$ 7.753.343</b>	<b>\$ 10.606.075</b>	<b>\$ 6.772.669</b>	<b>\$ 7.922.553.413</b>

Movimiento en propiedad, planta y equipo al 31 de diciembre de 2015	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
<b>Saldo Inicial 1/ Ene/2015</b>	<b>\$2.424.862.644</b>	<b>\$ 51.314.209</b>	<b>\$47.629.060</b>	<b>\$ 3.723.934.196</b>	<b>\$426.850.610</b>	<b>\$9.520.558</b>	<b>\$ 3.815.179</b>	<b>\$ 425.057</b>	<b>\$6.698.351.513</b>
<b>Movimiento en propiedad, planta y equipo</b>									
Adiciones	1.113.657.176	213.508.113	529.146	339.119	247.224	85.369	672.103	282.466	1.329.320.716
Traspasos	(3.392.708.961)	10.858.093	876.594	3.314.351.823	65.336.204	735.743	550.504	-	-
Retiros	-	-	(2.851)	(786.220)	-	(30.921)	3.822	-	(816.170)
Gasto por depreciación	-	-	(4.589.743)	(119.584.560)	(29.427.358)	(1.326.339)	(3.577.881)	(125.755)	(158.631.636)
Otros incrementos (decrementos)	10.064.204	-	-	(56.539)	-	-	-	-	10.007.665
<b>Total movimientos</b>	<b>(2.268.987.581)</b>	<b>224.366.206</b>	<b>(3.186.854)</b>	<b>3.194.263.623</b>	<b>36.156.070</b>	<b>(536.148)</b>	<b>(2.351.452)</b>	<b>156.710</b>	<b>1.179.880.574</b>
<b>Saldo Final 31/Dic/15</b>	<b>\$ 155.875.063</b>	<b>\$275.680.415</b>	<b>\$44.442.206</b>	<b>\$ 6.918.197.819</b>	<b>\$463.006.680</b>	<b>\$ 8.984.410</b>	<b>\$11.463.727</b>	<b>\$ 581.767</b>	<b>\$7.878.232.088</b>

## Informaciones Adicionales de propiedad, planta y equipo, neto

### Principales inversiones

Durante el 2016, las principales 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, junto a la culminación de la construcción de la Central Hidroeléctrica El Quimbo, a continuación las más importantes del periodo:

Central	Principales proyectos	De 1 enero al 31 de diciembre 2016
CH - Betania	Recuperación equipos de principales	\$ 1.934.884
CF - Cartagena	Plan de manejo ambiental y recuperación de equipos para incrementar confiabilidad	32.482.192
Centrales Menores (Río Bogotá)	Modernización de equipos y recuperación de instalaciones auxiliares	9.686.927
CH – Guavio	Construcciones y recuperaciones en el túnel del Río Chivor y modernización de reguladores de velocidad	26.353.392
CH – Pagua	Recuperación bobinados estator y adquisiciones de repuestos, equipos y rodets	21.329.508
CH - Quimbo	Actualización de provisión ambiental y construcción, mantenimientos mayores por 4000 horas de funcionamiento	52.527.141
CH – Salaco	Adquisición de equipos hidráulicos y recuperación de instalaciones auxiliares	4.451.913
Otras Inversiones	Inversiones en adecuaciones y mejoras	127.418
CC - Termozipa	Modernización de calderas, turbinas, control calderas y obras para el recirculamiento del agua mitigando impacto ambiental en el río Bogotá	90.639.223
<b>Total</b>		<b>\$ 239.532.598</b>

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

## Principales traslados a operación

En el de 2016, los traslados de activos de curso a explotación se efectuaron principalmente en las siguientes centrales, 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 2016	
Central	Total Activación
CC - Termozipa	\$ 57.762.364
CH - Quimbo	45.149.527
CF - Cartagena	32.625.332
CH - Guavio	30.561.769
CH - Pagua	30.117.800
CH - Salaco	12.285.761
CH - Centrales Menores (Rio Bogotá)	7.984.002
CH - Betania	7.107.625
Otras Inversiones	2.087.707
<b>Total</b>	<b>\$ 225.681.887</b>

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

## Activos totalmente depreciados en uso

Al 31 de diciembre de 2016, los activos totalmente depreciados corresponden a equipos de las centrales por \$29.308.343.

## Arrendamiento financiero

Corresponden a los acuerdos de arrendamiento financiero de vehículos establecidos principalmente con el Consorcio Empresarial y Transportes Especializados JR S.A.S destinados para apoyar la operación de la Compañía; Mareauto Colombia S.A.S., Banco Corpbanca 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 55% de la flota de vehículos está contratada con Transportes Especializados JR S.A.S y el 36% con Equirent S.A., los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 48 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 2016			Al 31 de diciembre de 2015		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Inferior a un año	\$ 2.815.849	\$ 698.786	\$ 2.117.063	\$ 266.671	\$ 68.989	\$ 197.762
Posterior a un año pero menor de cinco años	4.815.162	556.839	4.258.323	529.692	126.032	403.660
<b>Total</b>	<b>\$ 7.631.011</b>	<b>\$ 1.255.625</b>	<b>\$ 6.375.386</b>	<b>\$ 796.363</b>	<b>\$ 195.021</b>	<b>\$ 601.422</b>

## Arrendamiento operativo

El estado de resultados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, incluye \$3.694.879 y 3.417.926, respectivamente, correspondiente al devengo de los contratos de arrendamiento operativo principalmente de inmuebles, entre ellos:

	Fecha Inicial	Fecha Final	Opción de compra
<b>Sedes administrativas</b>			
Oficinas Q93	jun-14	mayo-19	No

Al 31 de diciembre de 2016 los contratos relacionados se ajustan anualmente por el Índice de Precios al Consumidor (IPC), aplicando así para las oficinas del Q93 IPC + 1.5 puntos.

Al 31 de diciembre de 2016, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Pagos Futuros Mínimos del Arrendamiento no Cancelables, Arrendatarios	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de diciembre de 2015
No posterior a un año	\$ 906.761	\$ 675.831
Posterior a un año pero menor de cinco años	1.312.285	978.077
	<b>\$ 2.219.046</b>	<b>\$ 1.653.908</b>

> La anterior información no incluye IVA

## Pólizas de seguro

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

Bien asegurado	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (Cifras expresadas en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
	Responsabilidad civil extracontractual	USD \$20.000	1/11/2017	Generali Colombia
Patrimonio de la empresa	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD \$ 200 millones en exceso de USD \$ 20 millones)	USD \$200.000	1/11/2017	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de EUR 300 millones en exceso de EUR 200 millones)	€ 500.000	1/11/2017	Mapfre Seguros Colombia
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMAACC – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria.	USD 1.094.600	1/11/2017	Mapfre Seguros Colombia
Vehículos	Responsabilidad Civil Extracontractual	Límite \$800.000 por vehículo (2016), \$ 900.000 por vehículo (2017)	31/12/2017	Seguros Mundial

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

Las reclamaciones a las aseguradoras al 31 de diciembre de 2016 por siniestros son:

Siniestro	Fecha Siniestro	Aseguradora	Amparo afectado	Valor en Reclamación (cifras en USD)
Dique Auxiliar Quimbo	12/03/2014	Mapfre	Todo Riesgo Construcción y Montaje	\$ 5.050.000
Incendio transformador C.H. Guaca	8/02/2016	Mapfre	Incendio	\$ 1.153.151

En 2016 la Compañía formalizó con la aseguradora Mapfre el ingreso de USD 12.050.000 en pago a la reclamación por el daño en el dique auxiliar de la central El Quimbo, USD 7.000.000 de los cuales se recibieron en el 2015 y los restantes USD 5.050.000 en el 2016

### 13. Impuestos diferidos

A continuación se incluye el detalle del activo por impuesto diferido activo al 31 de diciembre de 2016:

	Saldo Inicial al 31 de diciembre de 2015	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2016
Depreciación y ajustes por inflación de propiedad, planta y equipo	\$ 198.346.511	(\$ 155.721.878)	-	\$ 42.624.633
Otras provisiones (1)	14.475.646	34.674.131	-	49.149.777
Obligaciones de aportación definida	2.576.532	(\$ 221.974)	5.210.224	7.564.782
<b>Impuesto diferido activo</b>	<b>215.398.689</b>	<b>(\$ 121.269.721)</b>	<b>\$ 5.210.224</b>	<b>\$ 99.339.192</b>
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable	(132.710.293)	\$ 132.710.293	-	-
Forward y swap	(1.402.169)	-	(\$ 788.220)	<b>(\$ 2.190.389)</b>
<b>Impuesto diferido pasivo</b>	<b>(134.112.462)</b>	<b>\$ 132.710.293</b>	<b>(\$ 788.220)</b>	<b>(\$ 2.190.389)</b>
<b>Impuesto diferido activo neto</b>	<b>\$ 81.286.227</b>	<b>\$ 11.440.572</b>	<b>\$ 4.422.004</b>	<b>\$ 97.148.803</b>

(1) Al 31 de diciembre de 2016, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2015	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Saldo final al 31 de diciembre de 2016
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 9.430.894	\$ (3.614.629)	\$ 5.816.265
Provisión Obligaciones Laborales	2.366.713	26.890	2.393.604
Provisión Compensación Calidad	1.793.368	(257.509)	1.535.858
Otros	-	1.788.438	1.788.438
Provisión de Cuentas Incobrables	677.815	36.860.949	37.538.764
Provisión de Industria y Comercio	206.856	(130.008)	76.848
	<b>\$ 14.475.646</b>	<b>\$ 34.674.131</b>	<b>\$ 49.149.777</b>

El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2016 por tarifa se presenta a continuación:

		2016	2017	2018	2019
	Renta	CREE y Sobretasa	Sobretasa	Sobretasa	Sobretasa
Activos fijos	\$ 127.310.083	\$ -	\$ 19.329.489	\$ 17.719.007	\$ 90.261.587
Provisiones y pasivos estimados	16.796.537	11.053.124	9.734.250	2.709.663	(6.700.500)
Obligaciones de aportación definida	22.923.576	-	-	-	22.923.576
Cartera	102.029.892	-	36.566.032	32.731.930	32.731.930
	<b>269.060.088</b>	<b>11.053.124</b>	<b>65.629.771</b>	<b>53.160.600</b>	<b>139.216.593</b>
Tarifa CREE y sobretasa		15%	6%	4%	0%
Tarifa Renta		25%	34%	33%	33%
Impuesto CREE y sobretasa		1.657.969	3.937.786	2.126.424	-
Impuesto renta	88.561.877	2.763.281	22.314.122	17.542.998	45.941.476
Ganancias ocasionales	8.647.473				
Tarifa	10%				
Impuesto	864.747				
Total impuesto diferido débito	<b>\$ 97.148.803</b>				

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

A continuación se incluye el detalle del activo por impuesto diferido activo al 31 de diciembre de 2015:

	Saldo Inicial al 31 de diciembre de 2014	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de diciembre de 2015
Depreciación y ajustes por inflación de propiedad, planta y equipo (1)	\$ 213.315.784	\$ (14.969.273)	\$ -	\$ 198.346.511
Otras provisiones (1)	12.377.930	2.097.716	-	14.475.646
Diferidos Quimbo	5.684.826	(5.684.826)	-	-
Obligaciones de aportación definida	1.873.861	629.213	73.457	2.576.532
Otros	77.897	(77.897)	-	-
Impuesto diferido activo	233.330.298	(18.005.067)	73.457	215.398.689
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(44.059.819)	(88.650.474)	-	(132.710.293)
Forward y swap	(3.310.934)	-	1.908.766	(1.402.169)
<b>Impuesto diferido pasivo</b>	<b>(47.370.753)</b>	<b>(88.650.474)</b>	<b>1.908.766</b>	<b>(134.112.462)</b>
<b>Impuesto diferido activo neto</b>	<b>\$ 185.959.545</b>	<b>\$ 106.655.541</b>	<b>\$ 1.982.223</b>	<b>\$ 81.286.227</b>

(1) Al 31 de diciembre de 2015, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2014	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Saldo final al 31 de diciembre de 2015
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 6.227.869	\$ 3.203.025	\$ 9.430.894
Provisión Obligaciones Laborales	2.381.643	(14.930)	2.366.713
Provisión Compensación Calidad	1.761.127	32.241	1.793.368
Otros	1.300.069	(1.300.069)	-
Provisión de Cuentas Incobrables	651.953	25.862	677.815
Provisión de Industria y Comercio	55.269	151.587	206.856
	<b>\$ 12.377.930</b>	<b>\$ 2.097.716</b>	<b>\$ 14.475.646</b>

(2) Al 31 de diciembre de 2015, corresponde a la retasación técnica de los activos fijos por (\$42.642.560).

El 26 de marzo de 2015, la Asamblea General de Accionistas, según Acta No. 92 aprobó para efectos fiscales utilizar el método de depreciación por reducción de saldos a partir del 2014. Al 31 de diciembre el efecto por la implementación del método mencionado asciende a \$89.521.642.

El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2015 por tarifa se presenta a continuación:

	Renta	2015	2016	2017	2018	En adelante
		CREE y Sobretasa				
Activos fijos	\$ 179.442.816	\$ -	\$ 13.437.737	\$ 11.299.903	\$ 11.203.817	\$ 143.553.360
Provisiones y pasivos estimados	35.272.091	20.489.382	12.210.330	3.032.264	-	(459.885)
Obligaciones de aportación definida	5.621.449	-	-	-	-	5.621.449
Cartera	1.653.208	-	826.604	826.604	-	-
Diferidos Quimbo	-	-	-	-	-	-
	221.989.564	20.489.382	26.474.671	15.158.771	11.203.817	148.714.924
Tarifa	25%	14%	15%	17%	18%	9%
	55.497.392	2.868.513	3.971.201	2.576.991	2.016.687	13.384.343
Ganancias ocasionales	9.711.004					
Tarifa	10%					
Impuesto	971.100					
Total impuesto diferido débito	<b>\$ 81.286.227</b>					

## 14. Otros pasivos financieros

	Al 31 de diciembre de 2016			Al 31 de diciembre de 2015		
	Corriente		No Corriente	Corriente		No Corriente
	Capital	Intereses		Capital	Intereses	
Bonos emitidos (1)	\$ 170.000.000	\$ 119.989.589	\$ 3.735.015.353	\$ -	\$ 113.969.527	\$ 3.080.242.533
Club Deal (2)	40.666.667	875.042	244.000.000	20.333.333	824.875	284.666.667
Préstamos Bancarios (2)	130.000.000	622.916	-	462.551.809	5.487.510	130.000.000
Obligaciones por leasing (3)	2.117.063	-	4.258.323	197.682	-	403.660
Instrumentos derivados (4)	-	-	-	3.146.537	-	-
	<b>\$ 342.783.730</b>	<b>\$ 121.487.547</b>	<b>\$ 3.983.273.676</b>	<b>\$ 486.229.361</b>	<b>\$ 120.281.912</b>	<b>\$ 3.495.312.860</b>

(1) El movimiento de diciembre 2015 a diciembre de 2016 de bonos se resume principalmente así:

Bonos no corrientes: i) Emisión de bonos ordinarios el 11 de febrero del 2016 del programa séptimo tramo B3 por \$234.870.000 y tramo B7 por \$290.130.000, con un total de costos de transacción de la emisión por (\$688.450), vencimientos 11 de febrero del 2019 y 11 de febrero del 2023 respectivamente y destinación de fondos para propósitos generales de la Compañía. ii) Emisión de bonos por \$300.000.000 del octavo tramo, 1er lote, costos de transacción (\$416.411), vencimiento 24 de septiembre de 2022 y destinación de los recursos para refinanciación de obligaciones financieras. A su vez los bonos no corrientes variaron por la clasificación a corto plazo que se menciona a continuación.

Bono corriente: Reclasificación de porción de largo a corto plazo de Bono B103 \$170.000.000 cuyo vencimiento es el 20 de febrero del 2017.

En deuda financiera la Compañía tiene vigentes ocho (8) emisiones de bonos en el mercado local bajo el programa de emisión y colocación de bonos de la Compañía y una (1) emisión de bonos en el mercado internacional.

A continuación se presentan las principales características financieras de los bonos emitidos desde el 2005 y vigentes al 31 de diciembre de 2016:

### Programa de emisión y colocación de bonos ordinarios de Emgesa en el mercado local

La Compañía cuenta con un programa de emisión y colocación de bonos 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 2015, la Compañía había ofrecido y colocado seis (6) 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. Todas las emisiones de bonos realizadas bajo el Programa de Emgesa 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 de la Compañía en el mercado local:

Clase de Títulos	Bonos Ordinarios
Aprobación inicial Superintendencia Financiera	Resolución No. 1235 de 18 de julio de 2006
Cupo Global Inicialmente Aprobado	\$700.000.000
Aprobación a 1ª 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 a 2ª 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
Aprobación a 2º incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 0398 del 12 de marzo de 2014
Segundo incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$850.000.000 adicionales
Aprobación a 3ª 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 a 4ª ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1235 del 8 de septiembre de 2015.
Cuarto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$650.000.000 adicionales
Tercera prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 14 de septiembre de 2018
Cupo Global Total Autorizado al 31 de dic de 2016	\$3.715.000.000
Monto emitido bajo el Programa al 31 de dic de 2016	\$3.315.000.000
Cupo global disponible al 31 de diciembre de 2016:	\$400.000.000
Administración	Deceval S.A.

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

Primer Tramo:	
Valor total colocado	\$170.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2016	Sub-serie B10: \$170.000.000
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.

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 2016	\$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 A 5: 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 A 5: 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.

<b>Tercer Tramo:</b>	
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 2016	\$307.780.000
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie E5: 5 años Sub-serie B9: 9 años Sub-serie B12: 12 años
<b>Fecha de Emisión</b>	2 de julio de 2009 para todas las sub-series
<b>Fecha de vencimiento</b>	Sub-serie E5: 2 de julio de 2014 Sub-serie B9: 2 de julio de 2018 Sub-serie B12: 2 de julio de 2021
<b>Tasa cupón</b>	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.

<b>Cuarto Tramo:</b>	
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 diciembre de 2016	\$399.385
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2016	\$499.600.615
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.

<b>Quinto Tramo:</b>	
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 diciembre de 2016	\$368.758
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2015	\$564.631.242
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.

<b>Sexto Tramo:</b>	
	\$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 diciembre de 2016	\$507.781
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2015	\$589.492.219
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie B6: 6 años Sub-serie B10: 10 años Sub-serie B16: 16 años
Fecha de emisión	16 de mayo de 2014 Sub-serie B6: 16 de mayo de 2020
Fecha de vencimiento	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.
<b>Séptimo Tramo:</b>	
	\$525.000.000, así:
Valor total colocado	Sub-serie B3: \$234.870.000 Sub-serie B7: \$290.130.000
Costos de transacción al 31 de diciembre de 2016	\$583.565
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2016	\$524.416.435
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 Sub-serie B3: 11 de febrero de 2019
Fecha de vencimiento	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.
<b>Octavo Tramo:</b>	
Valor total colocado	\$300.000.000 así: Sub-serie E6: \$300.000.000
Costos de transacción al 31 de diciembre de 2016	\$401.660
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2016	\$299.598.340
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie E6: 6 años
Fecha de emisión	27 de septiembre de 2016
Fecha de vencimiento	Sub-serie E6: 27 de septiembre de 2022
Tasa cupón	Sub-serie E6: 7,59% E.A.

### **Bonos Globales Internacionales en Pesos**

El 20 de enero de 2011, la Compañía colocó su primera emisión de bonos en el mercado internacional de capitales por \$736.760.000, a un plazo de 10 años. Los bonos emitidos por la Compañía, denominados en pesos y pagaderos en dólares, tienen un cupón en tasa fija de 8,75%.

De acuerdo con el Offering Memorandum la Compañía paga los intereses que sean necesarios para que una vez descontada la retención en la fuente (a diciembre 31 de 2016 14% según Art. 408 del E.T.), el tenedor del bono reciba el 8,75%. De acuerdo a lo anterior la tasa final de los intereses para este bono es del 10,1744%.

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

Formato de registro	144 A/ Reg S
Valor total de la emisión en pesos	\$736.760.000
Costos de transacción al 31 de diciembre de 2016	\$2.823.498
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2016	\$733.936.502
Uso de los fondos	Financiamiento de nuevos proyectos como El Quimbo y refinanciamiento de otras obligaciones financieras, además de otros usos generales de la Compañía.
Valor nominal	\$5.000 cada bono
Plazo	10 años, con amortización al vencimiento.
Periodicidad de los intereses	Anual
Conteo de días	365/365
Administrador de la emisión, agente de pago, agente de cálculo y de transferencia	The Bank of New York Mellon
Rendimiento	8,75% E.A.
Calificación internacional	BBB (estable) por Fitch Ratings y Standard & Poor's

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Total Corriente Menos de 90 días	No Corriente						Total No Corriente
			1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	mas de 10 años	
Programa Primer Tramo B103	11,4169%	\$ 186.805.847	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Programa Segundo Tramo B104-10	12,0845%	2.588.489	-	160.060.000	-	-	-	-	160.060.000
Programa Segundo Tramo B104-15	12,4130%	920.897	-	-	-	-	55.500.000	-	55.500.000
Programa Tercer tramo B105-9	12,2116%	6.359.811	218.200.000	-	-	-	-	-	218.200.000
Programa Tercer tramo B105-12	12,4236%	2.654.290	-	-	-	89.580.000	-	-	89.580.000
Bono exterior Z47	10,1744%	8.554.859	-	-	-	90.000.000	-	-	90.000.000
Bono exterior Z58	10,1744%	61.477.114	-	-	-	643.936.502	-	-	643.936.502
Programa Cuarto Tramo B10	9,6898%	1.460.910	-	-	-	-	299.778.726	-	299.778.726
Programa Cuarto Tramo B15	9,8169%	986.269	-	-	-	-	-	199.821.890	199.821.890
Programa Quinto Tramo B12	11,2580%	2.257.780	-	-	-	-	362.755.283	-	362.755.283
Programa Quinto Tramo B6-1	10,4633%	884.099	-	152.458.663	-	-	-	-	152.458.663
Programa Quinto Tramo B6-2	10,4633%	286.566	-	49.417.296	-	-	-	-	49.417.296
Programa Sexto Tramo B16	10,3573%	2.043.600	-	-	-	-	-	162.348.899	162.348.899
Programa Sexto Tramo B10	10,0183%	2.270.438	-	-	-	-	186.244.241	-	186.244.241
Programa Sexto Tramo B6-2	9,5838%	1.529.325	-	-	130.976.019	-	-	-	130.976.019
Programa Sexto Tramo B6-1	9,5838%	1.283.480	-	-	109.923.060	-	-	-	109.923.060
Programa Séptimo Tramo B3-16	9,6580%	3.061.906	-	234.634.163	-	-	-	-	234.634.163
Programa Séptimo Tramo B7-16	10,9295%	4.260.625	-	-	-	-	289.782.272	-	289.782.272
Programa Octavo Tramo E6-16	7,5900%	303.284	-	-	-	-	299.598.339	-	299.598.339
<b>Total bonos</b>		<b>\$ 289.989.589</b>	<b>\$ 218.200.000</b>	<b>\$ 596.570.122</b>	<b>\$ 240.899.079</b>	<b>\$ 823.516.502</b>	<b>\$ 1.493.658.861</b>	<b>\$ 362.170.789</b>	<b>\$ 3.735.015.353</b>

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Corriente Menos de 90 días	No Corriente					Total No Corriente	
			1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años		mas de 10 años
Programa Primer Tramo B103	11,8691%	\$17.413.433	\$169.982.201	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 169.982.201
Programa Segundo Tramo B104-10	12,5393%	2.681.743	-	-	160.043.242	-	-	-	160.043.242
Programa Segundo Tramo B104-15	12,8692%	953.263	-	-	-	-	55.494.189	-	55.494.189
Programa Tercer tramo B105-9	12,6670%	6.586.647	-	218.177.150	-	-	-	-	218.177.150
Programa Tercer tramo B105-12	12,8798%	2.747.504	-	-	-	-	89.570.621	-	89.570.621
Bono exterior Z47	10,1744%	61.477.114	-	-	-	-	90.000.000	-	90.000.000
Bono exterior Z58	10,1744%	8.554.859	-	-	-	-	643.387.310	-	643.387.310
Programa Cuarto Tramo B10	10,1349%	1.525.846	-	-	-	-	299.754.189	-	299.754.189
Programa Cuarto Tramo B15	10,2626%	1.029.591	-	-	-	-	-	199.813.840	199.813.840
Programa Quinto Tramo B12	11,7095%	2.345.062	-	-	-	-	362.738.381	-	362.738.381
Programa Quinto Tramo B6-1	10,9116%	920.671	-	-	152.436.996	-	-	-	152.436.996
Programa Quinto Tramo B6-2	10,9116%	298.420	-	-	49.409.903	-	-	-	49.409.903
Programa Sexto Tramo B16	10,8052%	2.128.669	-	-	-	-	-	162.342.325	162.342.325
Programa Sexto Tramo B10	10,4647%	2.367.941	-	-	-	-	186.231.530	-	186.231.530
Programa Sexto Tramo B6-2	10,0285%	1.597.809	-	-	-	130.955.479	-	-	130.955.479
Programa Sexto Tramo B6-1	10,0285%	1.340.955	-	-	-	109.905.177	-	-	109.905.177
<b>Total bonos</b>		<b>\$113.969.527</b>	<b>\$169.982.201</b>	<b>\$218.177.150</b>	<b>\$361.890.141</b>	<b>\$240.860.656</b>	<b>\$1.727.176.220</b>	<b>\$362.156.165</b>	<b>\$3.080.242.533</b>

## Emgesa S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

(2) Los créditos del Club Deal tienen amortización de capital en 15 cuotas semestrales iguales a partir de diciembre de 2016, y devengan una tasa de interés de IBR + 2,20%MV para el Banco Bogotá e IBR +2,17% TV para el BBVA, dado lo anterior el 19 de diciembre 2016 se canceló la primer cuota de capital por \$20.333.333 y durante el 2016 hubo dos reclasificaciones de porciones de LP a CP por un total de \$40.666.667 de cuotas pagaderas en junio y diciembre 2017.

Por otro lado se cancelaron créditos de tesorería por (\$266.873.749) de los bancos AV Villas, Citibank, Davivienda, Bogotá y BBVA, se reclasifico a porción de corto plazo de crédito con el Bank of Tokyo por \$130.000.000 cuyo vencimiento es el 07 de junio de 2017 y se cancelaron entre octubre y noviembre 2016 los créditos del Banco del Perú cuyo saldo a diciembre 2015 era (\$195.678.060) y al vencimiento presentaron una diferencia en cambio por menor deuda por \$10.545.971.

El detalle de las obligaciones del Club Deal y préstamos bancarios a 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	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	9,4581%	\$ 230.083	\$ 10.666.667	\$ 10.896.750	\$ 10.666.667	\$ 10.666.667	\$ 10.666.667	\$ 10.666.667	\$ 21.333.332	\$64.000.000
Banco BBVA	9,4260%	644.959	30.000.000	30.644.959	30.000.000	30.000.000	30.000.000	30.000.000	60.000.000	180.000.000
<b>Total Club Deal</b>		<b>\$ 875.042</b>	<b>\$ 40.666.667</b>	<b>\$ 41.541.709</b>	<b>40.666.667</b>	<b>\$40.666.667</b>	<b>\$40.666.667</b>	<b>\$ 40.666.667</b>	<b>\$ 81.333.332</b>	<b>\$244.000.000</b>
The Bank Of Tokyo	7,0190%	622.916	130.000.000	130.622.916	-	-	-	-	-	-
<b>Total Préstamos Bancarios</b>		<b>\$ 622.916</b>	<b>\$130.000.000</b>	<b>\$130.622.916</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$-</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>

El detalle de las obligaciones del Club Deal y préstamos bancarios a 31 de diciembre de 2015 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	5 a 10 años	
Banco Bogotá	8,3016%	\$216.963	\$5.333.333	\$5.550.296	\$ -	\$ 74.666.667	\$ 74.666.667
Banco BBVA	8,2697%	607.912	15.000.000	15.607.912	-	210.000.000	210.000.000
<b>Total Club Deal</b>		<b>\$ 824.875</b>	<b>\$ 20.333.333</b>	<b>\$ 21.158.208</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 284.666.667</b>	<b>\$ 284.666.667</b>
Banco Avillas	6,0600%	49.371.121	-	49.371.121	-	-	-
Banco Citibank	5,5700%	23.122.871	-	23.122.871	-	-	-
Banco Davivienda	6,3000%	13.070.135	-	13.070.135	-	-	-
Banco Bogotá	6,8380%	59.269.218	-	59.269.218	-	-	-
Banco Bbva	6,3038%	1.618.930	122.873.749	124.492.679	-	-	-
Banco de Crédito del Perú	5,8700%	-	90.875.104	90.875.104	-	-	-
Banco de Crédito del Perú	5,9300%	-	60.422.590	60.422.590	-	-	-
Banco de Crédito del Perú	5,6500%	-	46.792.683	46.792.683	-	-	-
The Bank Of Tokyo	7,0200%	-	622.918	622.918	130.000.000	-	130.000.000
<b>Total préstamos bancarios</b>		<b>\$ 146.452.275</b>	<b>\$ 321.587.044</b>	<b>\$ 468.039.319</b>	<b>\$ 130.000.000</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 130.000.000</b>

(3) El detalle de las Obligaciones por leasing comerciales a 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Descripción	Tasa	Tipo de tasa	Corriente			Corriente			
			Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	Total No Corriente
Banco Corpbanca	8,40%	Fija	\$ 24.619	\$ 62.604	\$ 87.223	\$ 61.005	\$ -	\$ -	\$ 61.005
Equirent S.A	7,70%	Fija	184.539	572.004	756.543	732.030	749.646	50.469	1.532.145
Mareauto Colombia S.A.S	10,08%	Fija	23.896	75.964	99.860	101.670	105.816	67.657	275.143
Transportes Especializados JR S.A.S.	11,69%	Fija	266.461	866.666	1.133.127	1.227.520	1.132.767	-	2.360.287
Consortio Empresarial	7,08%	Fija	9.812	30.498	40.310	29.743	-	-	29.743
<b>Total Leasing</b>			<b>\$ 509.327</b>	<b>\$ 1.607.736</b>	<b>\$ 2.117.063</b>	<b>\$ 2.151.968</b>	<b>\$ 1.988.229</b>	<b>\$ 118.126</b>	<b>\$ 4.258.323</b>

Descripción	Tasa	Tipo de tasa	Corriente			Corriente			
			Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	Total No Corriente
Banco Corpbanca	8,40%	Fija	\$ 20.480	\$ 63.664	\$ 84.144	\$ 90.347	\$ 88.643	\$ -	\$ 178.990
Equirent S.A	7,70%	Fija	24.259	75.117	99.376	106.080	87.875	-	193.955
Mareauto Colombia S.A.S	10,08%	Fija	3.554	10.608	14.162	16.325	14.390	-	30.715
<b>Total Leasing</b>			<b>\$ 48.293</b>	<b>\$ 149.389</b>	<b>\$ 197.682</b>	<b>\$ 212.752</b>	<b>\$ 190.908</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 403.660</b>

El detalle de las Obligaciones por leasing comerciales a 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

(4) La compañía a 31 de diciembre de 2016 no tiene derivados pasivos vigentes pues durante el año canceló los SWAP que tenía para los subyacentes con el Banco de Crédito de Perú al vencerse los créditos y a su vez los forwards que cubrían la compra de equipos para la Central Hidroeléctrica el Quimbo también fueron cancelados.

## 15. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de diciembre de 2015
Cuentas por pagar comerciales	\$ 42.791.615	\$ 30.343.761
Otras cuentas por pagar (1)	294.715.020	253.281.831
<b>Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>\$ 337.506.635</b>	<b>\$ 283.625.592</b>

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

	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de diciembre de 2015
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 239.115.851	\$ 198.643.557
Proveedores por compra de energía (2)	42.791.615	30.343.761
Otras cuentas por pagar	22.209.776	24.669.179
Impuestos distintos a la Renta	27.049.334	24.030.685
Provisión para pago de impuestos	17.081.243	15.786.824
Impuestos territoriales, contribuciones, municipales y afines	9.968.091	8.243.861
Anticipos de clientes y saldos a favor	6.332.797	5.893.432
Honorarios	7.262	44.978
<b>Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>\$ 337.506.635</b>	<b>\$ 283.625.592</b>

(1) La variación entre diciembre de 2016 y diciembre de 2015, corresponde a mayor facturación principalmente con los proveedores Isagen S.A E.S.P \$12.797.335, Alstom Energías Renovais LTDA por \$11.128.123 y Credicorp Capital Colombia SA \$3.107.243.

(2) La variación a 31 diciembre corresponde al aumento en el estimado por pasivos de margen variable asociados a los costos de generación de energía por \$12.447.854

## 16. Provisiones

Provisiones	Al 31 de diciembre de 2016		Al 31 de Diciembre de 2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Otras provisiones (*)	\$ 84.023.026	\$ 180.341.134	\$ 323.186.623	\$ 141.251.664
Ambiental y obras Quimbo (1)	76.720.927	-	300.051.486	-
Plan de Restauración Quimbo (2)	7.302.099	180.341.134	23.135.137	141.251.664
Otros	-	-	-	299.100
Provisión de reclamaciones legales (3)	-	11.677.255	-	4.193.295
Civiles y otros	-	10.677.255	-	3.193.295
Laborales	-	1.000.000	-	1.000.000
Desmantelamiento	-	3.936.873	-	374.683
<b>Total Provisiones</b>	<b>\$ 84.023.026</b>	<b>\$ 195.955.262</b>	<b>\$ 323.186.623</b>	<b>\$ 146.118.742</b>

(\*) Incluye provisión, programa ambiental de inversión 1% Quimbo

(1) Corresponden 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 2019 (ver reclamación Consorcio Impregilo).

(2) El 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, creación de una franja de protección, programas ícticos y pesqueros y programas de monitoreo de fauna y flora.

(3) Al 31 de diciembre de 2016, el valor de las pretensiones en las reclamaciones a la Compañía por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$3.638.643.629 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$4.889.080 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 de la Compañía y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera de la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2016, 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
Inundaciones antes del 1997	Probable	14	-	3.792.642	3.739.581
	Posible	21	-	19.291.783	-
<b>Total Inundaciones A.1997</b>		<b>35</b>	<b>-</b>	<b>23.084.425</b>	<b>3.739.581</b>
Inundaciones después del 1997	Probable	9	-	431.501	149.499
	Posible	23	1	1.954.016	-
<b>Total Inundaciones D.1997</b>		<b>32</b>	<b>1</b>	<b>2.385.517</b>	<b>149.499</b>
Laborales	Probable	1	-	1.000.000	1.000.000
	Posible	37	15	3.815.059	-
	Remota	9	-	21.931.000	-
<b>Total Laborales</b>		<b>47</b>	<b>15</b>	<b>26.746.059</b>	<b>1.000.000</b>
Otros	Posible	41	28	55.520.490	-
	Remota	70	45	171.026.702	-
<b>Total Otros</b>		<b>111</b>	<b>73</b>	<b>226.547.192</b>	<b>-</b>
Quimbo	Posible	58	35	58.172.784	-
	Remota	2	1	-	-
<b>Total Quimbo</b>		<b>60</b>	<b>36</b>	<b>58.172.784</b>	<b>-</b>
<b>Total Procesos</b>		<b>285</b>	<b>125</b>	<b>336.935.977</b>	<b>4.889.080</b>

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

Adicionalmente se encuentran provisionadas las sanciones de la Central Hidroeléctrica el Quimbo, las cuales se están detalladas en la nota 31.Sanciones, primas de éxito y un proceso fiscal de Compensar el cual también esta revelado en "Los principales litigios fiscales que tiene la Compañía a 31 de diciembre de 2016 calificados como probables":

Concepto	Valor
Sanción ANLA- Quimbo, Res.0381	2.503.259
Sanción CAM- Quimbo, Res 2239	758.864
Sanción CAM- Quimbo, Res.3590	50.670
Sanción CAM- Quimbo, Res.3653	50.670
Primas de Éxito de procesos jurídicos	2.745.070
Proceso Fiscal (Compensar)	679.642
<b>Total provisión</b>	<b>6.788.175</b>

## **Emgesa S.A. E.S.P.**

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

Detalle de los principales procesos jurídicos que tiene la compañía al 31 de diciembre 2016 calificados como probables:

Demandante: **Yohana Farley Rodriguez Berrio**

Fecha de inicio: 2014

Pretensión: \$ 300.000

Provisionado: \$1.000.000

Objeto del juicio: Indemnización plena de perjuicios por responsabilidad del empleador.

Estado actual y situación procesal: El proceso está cursando la apelación de la primera instancia interpuesta por la Empresa en el Tribunal Superior de Neiva.

Demandante: **Abundio Carrillo y Edgar Antonio Sánchez Guarnizo**

Fecha de inicio: 2008

Pretensión: \$ 62.917

Provisionado: \$ 350.157

Objeto del juicio: Cobro de daños a cultivos de plátano por inundaciones por efecto de inundaciones del río Magdalena y presentadas del 1° al 5 de abril de 1994 en los predios La Manga y Bocas de Cajón Vereda Tinajas.

Estado actual y situación procesal: Pendiente de señalamiento de fecha para audiencia de sustentación y fallo en el Tribunal. Art. 327 inciso 2 CGP.

Demandante: **Ángel Antonio Díaz Leyton, Aparicio Ibarra Pichina, José Adriano Torres Ibarra y Enemesio Useche Useche**

Fecha de inicio: 2009

Pretensión: \$ 189.437

Provisionado: \$ 1.054.285

Objeto del juicio: Cobro de daños a cultivos de cultivo de plátano, cacao, y algodón por efecto de inundaciones del río Magdalena del 1° al 5 de 1994 en los predios 8 Diamante, Guampano, Barranca La Esmeralda, Casa de Zinc, 8 Noni y Barranca No. 1 de la vereda Velu del municipio de Natagaima.

Estado actual y situación procesal: Pendiente de señalamiento de fecha para audiencia de sustentación y fallo en el Tribunal. Art. 327 inciso 2 CGP.

Demandante: **Diomedes Lozano Apache y Ananías Ortiz Vásquez**

Fecha de inicio: Demanda presentada 21 de julio 2008

Pretensión: \$ 63.649

Provisionado: \$ 354.229

Objeto del juicio: Cobro de daños a cultivos de limón y algodón por efecto de inundaciones del río Magdalena presentadas del 1° al 5 de abril de 1994 en los predios Cachira, San Judas Tadeo y 8 Aceituno Veredas Velu de Natagaima.

Estado actual y situación procesal: Pendiente de señalamiento de fecha para audiencia de sustentación y fallo en el Tribunal. Art. 327 inciso 2 CGP.

Demandante: **Hernán Useche Culma**

Fecha de inicio: 2010

Pretensión: \$ 100.000

Provisionado: \$ 556.534

Objeto del juicio: Cobro de daños a cultivos de cultivo de papaya de 10 hectáreas por efecto de inundaciones del río Magdalena presentadas del 1° al 5 de abril de 1994 en el predio Horizonte vereda Mercadillo de Natagaima.

Estado actual y situación procesal: Pendiente de señalamiento de fecha para audiencia de sustentación y fallo en el Tribunal. Art. 327 inciso 2 CGP.

## Emgesa S.A. E.S.P.

Notas a los Estados Financieros – Separados

(En miles de pesos)

**Demandante: María Gladys Guzmán Ramírez, Transito Vásquez De Rodríguez-, Santos Ramón Sánchez Sánchez, José Del Carmen Álvarez Niño, Alejandro Ramírez Molano, Julia Arias De Álvarez, Mercedes Rodríguez De Arias, Victorino Calderón Sánchez, Martina Rodríguez De Rodríguez, Damián Calderón Ramírez, Álvaro Rodríguez Guzmán, Lucrecia Molano De Rodríguez Y María Luisa Rodríguez De Bolaños**

Fecha de inicio: 2002

Pretensión: \$ 577.402

Provisionado: \$ 251.060

Objeto del juicio: Cobro de daños a cultivos de cultivo de plátano y algodón por efecto de inundaciones del río Magdalena presentadas del 1º al 5 de abril de 1994 en los predios 8 Desagüe, El Diamante, Santa María, Vega del Guineo, Lote 2, Los Panes, Boca de Luisa, Las Angustias, La Esperanza, Los Cauchos, La Ceiba, Los Espinos Vega del Guineo, La Fortuna, El Recuerdo y El Lote de la Vereda Rincón Santo del Guamo.

Estado actual y situación procesal: Pendiente de señalamiento de fecha para audiencia de sustentación y fallo en el Tribunal

Art. 327 inciso 2 CGP

**Demandante: Ramiro Tovar Coronado, Argemiro Torres, Juan E Méndez Ana Luisa Silvestre y Alejandro Sánchez Guarnizo**

Fecha de inicio: 2005

Pretensión: \$ 604.762

Provisionado: \$ 609.477

Objeto del juicio: Cobro de daños a cultivos por efecto de inundaciones del río Magdalena presentadas del 1º al 5 de abril de 1994.

Estado actual y situación procesal: Pendiente de señalamiento de fecha para audiencia de sustentación y fallo en el Tribunal. Art. 327 inciso 2 CGP.

Los principales litigios fiscales que tiene la Compañía a 31 de diciembre de 2016 calificados como probables son:

**Demandante: Compensar**

Fecha de inicio: 2016

Pretensión: \$ 679.642

Provisionado: \$ 679.642

Objeto del juicio: Compensar presentó demanda contra Emgesa 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. Emgesa 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.

Estado actual y situación procesal: El 2 de agosto de 2016 Emgesa presentó contestación de la demanda. El 2 de septiembre de 2016 se corre traslado de las excepciones presentadas por Emgesa a la parte demandante. El 5 de septiembre de 2016, Compensar presenta contestación a las excepciones propuestas por Emgesa.

El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2015 y al 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

	Provisión ambiental y plan de restauración	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Otras provisiones	Total
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2015</b>	\$ 26.242.789	\$ 1.821.635	\$ -	\$ 68.488.667	<b>\$ 96.553.091</b>
Incremento (Decremento) en provisiones existentes	438.351.826	1.582.072	374.683	-	440.308.581
Provisión utilizada	-	(1.383.085)	-	(68.185.110)	(69.568.195)
Actualización efecto financiero	(459.885)	-	-	-	(459.885)
Recuperaciones	-	(273.299)	-	-	(273.299)
Otro incremento (Decremento)	303.557	2.445.972	-	(4.457)	2.745.072
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>438.195.498</b>	<b>2.371.660</b>	<b>374.683</b>	<b>(68.189.567)</b>	<b>372.752.274</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>\$ 464.438.287</b>	<b>\$ 4.193.295</b>	<b>\$ 374.683</b>	<b>\$ 299.100</b>	<b>\$ 469.305.365</b>
Incremento (Decremento) en provisiones existentes	50.769.313	8.088.385	25.625	-	58.883.323
Provisión utilizada	(262.939.253)	(473.419)	-	-	(263.412.672)
Actualización efecto financiero	12.095.813	-	3.536.565	-	15.632.378
Recuperaciones	-	(131.006)	-	-	(131.006)
Otro incremento (Decremento)	-	-	-	(299.100)	(299.100)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(200.074.127)</b>	<b>7.483.960</b>	<b>3.562.186</b>	<b>(299.100)</b>	<b>(189.327.077)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>\$ 264.364.160</b>	<b>\$ 11.677.255</b>	<b>\$ 3.936.873</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 279.978.288</b>

El movimiento de la provisión de reclamaciones legales en el 2016 corresponde principalmente a:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Civil_Ordinario	Ramiro Tovar y Otros Roque Tapia Olaya	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	23.223	jun-16
Civil_Ordinario	Argemiro Torres y Otros	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	249.369	jun-16
Civil_Ordinario	Quiterio Trujillo y otros	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	123.268	jun-16
Civil_Ordinario	Emiliano Romero Candia y otros	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	68.986	jun-16
Civil_Ordinario	Rosa María Morales de Rodríguez y otros	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	183.274	jun-16
Civil_Ordinario	María Gladys Guzman y Otros	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	605.371	jun-16
Civil_Ordinario	Hernan Useche Culma	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	492.197	jul-16
Civil_Ordinario	Abundio Carrillo	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	309.678	jul-16
Civil_Ordinario	Angel Antonio Diaz Leyton	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	932.406	jul-16
Civil_Ordinario	Luis Felipe Vanegas	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	-135.980	oct-16
Civil_Ordinario	Laura Patricia Ayerbe Cortes	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	-69.436	oct-16
Civil_Ordinario	Eduardo Sanchez Rojas	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	47.251	nov-16
Civil_Ordinario	Pastor Aroca Ibarra	Ordinario de responsabilidad Civil Extracontractual por hechos de 1.994	96.403	nov-16
Fiscal Sanción	Compensar ANLA	Devolución de contribución de Energía Incumplimiento de licencia ambiental Hid.El Quimbo	679.642 2.503.259	ago-16 abr-16
Sanción	CAM	Apertura de vía sin licencia, aprovechamiento forestal ilegal de flora silvestre, manejo inadecuado de material entre otros Hid. El Quimbo	758.864	ago-16

## Reclamación Consorcio Impregilo

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

En sesión ordinaria de junta directiva No 436 celebrada el 19 de octubre de 2016, fueron realizados los análisis técnicos y legales del contrato pactado entre la Compañía y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. La compañía en aras de evitar un proceso de arbitraje a futuro, decidió cerrar la negociación con el contratista durante el último trimestre de 2016. La pretensión inicial del contratista ascendía a \$224.560 millones de pesos entre reclamaciones y notas de orden de cambio como resultado de la negociación se cerró el acuerdo por \$57.459 millones de pesos más \$2.800 millones por el acta del cierre de contrato, y un reajuste a las reclamaciones por \$14.541 millones de pesos, para un total de \$74.800 millones de pesos, estos valores fueron autorizados por la compañía para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021 por medio del addendum 17 firmado en enero de 2017.

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

## Provisión Programa Ambiental de Inversión 1%

De acuerdo con la Resolución 0899 del 15 de Mayo de 2009, mediante la cual la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) otorgó Licencia Ambiental para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, La Compañía al 31 de diciembre de 2016 tiene registrado como parte del total provisionado \$ 14.972 millones 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 junio del 2006. El 31 de agosto de 2016 se realizó y presentó al ANLA para su revisión y aprobación una liquidación parcial por \$9.703 millones con corte al 30 de junio de 2016, la cual será reliquidada una vez determine el costo final del proyecto de acuerdo al parágrafo 2 del artículo 4 del decreto 1900 de 2006.

## 17. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de diciembre de 2016		Al 31 de diciembre de 2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley	\$ 20.022.664	\$ -	\$ 17.927.212	\$ -
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo. (1)	8.746.382	80.315.258	8.565.114	65.565.306
Beneficios por planes de retiro(2)	333	-	2.305.202	545.051
	<b>\$ 28.769.379</b>	<b>\$ 80.315.258</b>	<b>\$ 28.797.528</b>	<b>\$ 66.110.357</b>

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

### **Pensiones de jubilación**

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

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera, respecto de los planes de pensiones de beneficios definidos, es el valor presente de la obligación del beneficio definido a la fecha del estado de situación financiera, junto con los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas. La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado. El valor presente de la obligación de beneficio definido, se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados usando las tasas de interés calculada a partir de la curva de rendimiento de los Títulos de Deuda Pública del Gobierno de Colombia (TES) denominados en unidades de valor real (UVR) que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por pensiones hasta su vencimiento.

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

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

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

<b>Concepto</b>	<b>al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>al 31 de diciembre de 2015</b>
Pensionados	299	313
Edad promedio	64.40	63,44

## **Otras obligaciones post-empleo**

### **Beneficios a pensionados**

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

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

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

	al 31 de diciembre de 2016	al 31 de diciembre de 2015
<b>Auxilio educativo</b>		
Pensionados	62	85
Edad promedio	19,44	18,78
<b>Auxilio energía</b>		
Pensionados	293	298
Edad promedio	64,40	63,45
<b>Servicio Salud(*)</b>		
Pensionados	111	-
Edad promedio	52,25	-

(\*) En 2016 fue reconocido el beneficio de salud en LA COMPAÑÍA, beneficio que consiste en la contratación de un operador para la prestación del servicio médico y odontológico a familiares (grupo familiar básico) de pensionados de Emgesa (121 beneficiarios actualmente). Este beneficio estuvo bajo la administración de la Organización Sindical (Sintraelec) hasta el 31 de marzo de 2016. A partir del 1 de abril de 2016, la administración de este beneficio quedó a cargo del empleador Emgesa, por lo que se suscribió un contrato con la compañía MEDPLUS Medicina Prepagada para continuar garantizando este beneficio. Este beneficio cubre a los beneficiarios de pensionados y en caso de fallecimiento del titular, el beneficio se mantiene 6 meses más sobre los beneficiarios del pensionado, término en el cual finaliza el beneficio. La Compañía reconoció contablemente a partir del mes de mayo este beneficio el cual fue valorado por un actuario de la compañía AON.

### 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 2016	Al 31 de diciembre de 2015
Empleados	91	105
Edad promedio	51,52	51,35
Antigüedad	23,00	22,32

### Beneficios de largo plazo

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

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

resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan por actuarios independientes calificados.

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

Concepto	al 31 de diciembre de 2016	al 31 de diciembre de 2015
Empleados	149	169
Edad promedio	50,50	50,43
Antigüedad	21,50	20,78

Al 31 de diciembre de 2016, 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 2016	al 31 de diciembre de 2015
Tasa de descuento	6,54%	7,44%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	4,50%	4,20%
Tasa de Incremento a las pensiones	3,50%	3,20%
Inflación estimada	3,50%	3,20%
Inflación servicio médico	9,00%	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	EISS
rotación	Tabla interna Enel
Retiro	Hombres: 62 Mujeres: 57

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
<b>Saldo inicial al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>\$ 62.820.259</b>	<b>\$ 3.825.876</b>	<b>\$ 4.009.538</b>	<b>\$ 3.474.747</b>	<b>\$74.130.420</b>
Costo del Servicio Corriente	-	-	192.107	172.265	364.372
Costo por Intereses	4.615.998	272.080	296.398	246.804	5.431.280
Contribuciones Pagadas	(6.927.592)	(504.613)	(1.319.267)	(462.245)	(9.213.717)
Costo servicios pasados	-	3.288.421	-	-	3.288.421
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	8.102.223	1.096.437	594.985	147.830	9.941.475
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	2.621.432	356.559	1.185.326	956.072	5.119.389
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>\$ 71.232.320</b>	<b>\$ 8.334.760</b>	<b>\$ 4.959.087</b>	<b>\$ 4.535.473</b>	<b>\$89.061.640</b>

Al 31 de diciembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación valorado mediante los parámetros establecidos en el Decreto 2783 de 2001 asciende a \$58.710.707 y \$61.271.406, 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 2016	Al 31 de diciembre de 2015
Tasa de descuento	9,96%	7,82%
Interés técnico	4,80%	4,80%
Inflación estimada	4,93%	2,88%

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	
<b>Saldo inicial al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>\$ 67.104.800</b>	<b>\$ 3.920.553</b>	<b>\$ 3.937.398</b>	<b>\$ 2.674.455</b>	<b>\$ 77.637.206</b>
Costo del Servicio Corriente	-	-	197.174	132.550	329.724
Costo por Intereses	4.506.163	264.021	276.348	178.004	5.224.536
Contribuciones Pagadas	(5.992.290)	(313.722)	(676.891)	(557.759)	(7.540.662)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(1.386.361)	(70.889)	(30.526)	(28.875)	(1.516.651)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(1.412.053)	25.913	306.035	1.076.372	(3.733)
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>\$ 62.820.259</b>	<b>\$ 3.825.876</b>	<b>\$ 4.009.538</b>	<b>\$ 3.474.747</b>	<b>\$ 74.130.420</b>

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	79.779.089	9.255.117	5.472.072	4.789.100	99.295.377
+ 100 puntos básicos	64.233.893	7.559.256	4.506.783	4.418.270	80.718.202

## Convención colectiva de trabajo

### Convención Colectiva de Trabajo 2015 - 2018

El 5 de agosto de 2015, se cerró la etapa de arreglo directo entre la Compañía y el sindicato Sintraelec con un acuerdo total entre las partes. La Convención Colectiva de Trabajo fue suscrita el 13 de agosto de 2015 y depositada en el Ministerio de Trabajo en la misma fecha, entrando en aplicación la misma. Dentro de los principales aspectos acordados se encuentra una vigencia de 3 años para la Convención Colectiva (2015-2018), mantener el mismo campo de aplicación de la convención actual (trabajadores beneficiarios), el incremento del valor de los beneficios convencionales actuales y reconocimiento de prerrogativas en materia de ahorro, libre inversión y salud.

## **Convención Colectiva Emgesa - ASIEB**

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 de la asociación sindical de ingenieros al servicios 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 noviembre de 2015, la Compañía inició la comunicación e implementación del plan de retiro voluntario “Plan San José”, dirigido a 56 trabajadores vinculados mediante contrato a término indefinido que cumplen con las características descritas en los siguientes grupos:

**Grupo 1:** Trabajadores convencionados que: (i) ingresaron a la Compañía antes del 1 de enero de 1992. (ii) no cumplieron con los requisitos de pensión convencional al 31 de julio de 2010 (Acto legislativo 01 de 2015) (iii) A la fecha del Plan San José se encuentran entre 0 y 10 años para cumplir con la edad de jubilación de acuerdo con la Ley.

**Grupo 2:** Trabajadores integrales y convencionados que actualmente se encuentran entre 0 y 2 años para cumplir requisito de edad de pensión de Ley.

**Grupo 3:** Trabajadores integrales y convencionados a quienes les aplica de acuerdo a la nueva estructura organizativa de la Compañía

Teniendo en cuenta que el nivel de acogimiento de las ofertas fue inferior a lo previsto para la fecha de cierre, la Compañía prorrogó el periodo de aceptación hasta el 31 de marzo de 2016 con el fin de dar un periodo prudente para que los trabajadores puedan analizar y consultar su decisión a nivel individual como con su entorno social.

Al 31 de diciembre de 2016 el cálculo actuarial de la renta temporal fue realizado por la firma Aon Hewitt México, la cual utilizó las hipótesis enunciadas en los planes de beneficios post-empleo.

*Bono de Retiro:* Consiste en un único pago realizado al trabajador en el momento de suscribir la correspondiente acta de conciliación, en donde termina el contrato laboral por mutuo acuerdo y se liquidará teniendo en cuenta el salario del trabajador y la antigüedad. Este beneficio se ofreció a trabajadores con las características descritas en el grupo 3. Al 31 de diciembre de 2015 aceptaron la propuesta 17 trabajadores de 35 ofertas presentadas.

Para los trabajadores que aceptaron la Compañía reconoció el efecto en el estado de resultado de acuerdo con la liquidación y pago del Bono de Retiro.

Adicionalmente, la Compañía constituyó una provisión de acuerdo con la probabilidad de aceptación de los trabajadores pendientes de aceptación de acuerdo con el periodo de prórroga.

**Otros Beneficios:** Adicional a los beneficios descritos, la Compañía ofreció beneficios comunes a convencionados e integrales con posterioridad a la terminación del contrato de trabajo por mutuo acuerdo y hasta el 31 de diciembre de 2016, entre los cuales se encuentran beneficios de medicina prepagada y seguros de vida entre otros.

	Renta Temporal	Bono de Retiro	Otros Beneficios	Total Beneficios Plan de Retiro Voluntario
Costo del período por ofertas aceptadas	\$ 2.254.749	1.643.163	\$ 34.037	\$ 3.931.949
Aportes del empleador	(1.709.697)	(1.643.163)	-	(3.352.860)
Costo por provisión por expectativa de aceptación	1.736.183	534.982	-	2.271.165
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>\$ 2.281.235</b>	<b>\$ 534.982</b>	<b>\$ 34.037</b>	<b>\$ 2.850.254</b>
Costo (recuperación) del período por aceptación de ofertas	101.833	-	11.910	113.743
Costo Financiero del período	13.273	-	-	13.273
Aportes del empleador	(2.825.468)	(952.644)	(45.614)	(3.823.726)
(Ganancias) pérdidas actuariales	846.789	-	-	846.789
Otros movimientos	(417.662)	417.662	-	-
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 0</b>	<b>\$ 333</b>	<b>\$ 333</b>

El plan San José finalizó en el 2016 y las obligaciones que se derivan de este plan son actualizadas anualmente dentro del cálculo actuarial.

## 18. Impuestos por pagar

### Impuesto sobre la renta

	al 31 de diciembre de 2016	al 31 de diciembre de 2015
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 493.240.215	\$ 455.766.707
Anticipo de renta año	(218.833.008)	(222.017.188)
Descuentos tributarios y retenciones en la fuente	(6.631.611)	(6.887.826)
Autorretenciones de retención en la fuente	(73.664.727)	(57.205.689)
Autorretenciones CREE	(49.619.476)	(41.914.369)
(Activos) Pasivos por impuestos corrientes	<b>\$ 144.491.393</b>	<b>\$ 127.741.635</b>

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el pasivo por impuesto de renta corriente está compuesto por:

	al 31 de diciembre de 2016	al 31 de diciembre de 2015
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período (Ver nota 27)	\$ 492.899.513	\$ 452.670.743
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral (Ver Nota 29)	340.702	3.095.964
	<b>\$ 493.240.215</b>	<b>\$ 455.766.707</b>

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 25% correspondiente al impuesto sobre la renta y del 15% del impuesto sobre la renta para la equidad - CREE y Sobretasa del CREE respecto a la tasa efectiva sobre la utilidad del 39,03% al 31 de diciembre de 2016 y del 36,44% al 31 de diciembre de 2015, son las siguientes:

Concepto	al 31 de diciembre de 2016 Valor	Tasa (%)	al 31 de diciembre de 2015 Valor	Tasa (%)
<b>Utilidad contable antes de impuesto sobre la renta</b>	<b>\$ 1.236.154.914</b>		<b>\$ 1.393.048.040</b>	
<b>Partidas que aumentan la renta líquida</b>				
Impuesto a la riqueza	31.408.370	2,54	35.522.489	5,25
Provisiones deducibles	69.312.621	5,61	19.318.713	2,86
Ingresos gravados	32.102.886	2,60	11.837.153	1,75
Contribución a las transacciones financieras	3.982.513	0,32	5.919.403	0,88
Otros	1.001.360	0,08	2.215.360	0,33
Gastos no deducibles	1.463.364	0,12	1.693.421	0,25
Impuestos no deducibles	2.002.958	0,16	278.874	0,04
Amortización en ciencia y tecnología	-	0,00	74.090	0,01
Diferencia aportes parafiscales y pensiones	326.136	0,03	68.695	0,01
Intereses presuntos	15.810	0,00	3.657	0,00
<b>Total partidas que aumentan la renta líquida</b>	<b>141.616.018</b>	<b>11,46</b>	<b>76.931.855</b>	<b>11,38</b>
<b>Partidas que disminuyen la renta líquida</b>				
Deducciones por activos fijos reales productivos	(56.649.461)	(4,58)	(243.909.809)	(36,08)
Depreciación y amortización fiscal	(109.231.996)	(8,84)	(125.959.258)	(18,63)
Ingresos no gravados	(175.303)	(0,01)	(19.226.750)	(2,84)
<b>Total partidas que disminuyen la renta líquida</b>	<b>(166.056.760)</b>	<b>(13,43)</b>	<b>(389.095.817)</b>	<b>(57,55)</b>
<b>Renta líquida gravable</b>	<b>1.211.714.172</b>	<b>25</b>	<b>1.080.884.078</b>	<b>25</b>
Tasa de impuesto	25%		25%	
Impuesto de renta	<b>302.928.543</b>	<b>23,02</b>	<b>270.221.019</b>	<b>(21,17)</b>
Ganancias ocasionales	-		410.970	
Tasa de impuesto ganancia ocasional	10%		10%	
<b>Impuesto ganancia ocasional</b>	<b>-</b>		<b>41.097</b>	
<b>Total Impuesto de renta y complementarios</b>	<b>\$ 302.928.543</b>		<b>\$ 270.262.116</b>	

### Impuesto de renta para la equidad – CREE

Concepto	31 de diciembre de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Valor	Tasa (%)	Valor	Tasa (%)
<b>Renta líquida gravable ordinaria</b>	<b>1.211.714.173</b>		<b>\$ 1.080.884.078</b>	
<b>Más deducciones especiales</b>				
Donaciones	716.658	0,06	598.700	0,12
Deducciones por activos fijos reales productivos	56.649.461	4,68	243.909.809	49,87
<b>Menos ingresos no gravados y gastos deducibles</b>				
Amortización inversión ciencia y tecnología	(15.810)	0,00	(74.090)	(0,02)
<b>Renta líquida gravable CREE</b>	<b>1.269.064.482</b>	<b>9</b>	<b>1.325.318.497</b>	<b>9</b>
Tasa de impuesto CREE y Sobretasa	9%		9%	
<b>Impuesto de renta CREE</b>	<b>114.215.803</b>	<b>13,73</b>	<b>119.278.665</b>	<b>58,98</b>
Renta líquida gravable CREE	1.269.064.482		1.325.318.497	
Base no gravable sobretasa CREE	(800.000)	(0,06)	(800.000)	(0,12)
Renta líquida gravable sobretasa CREE	1.268.264.482	6	1.324.518.497	5
Tasa de impuesto CREE	6%		5%	
Sobretasa Impuesto de Renta CREE	76.095.869		66.225.925	
<b>Impuesto de renta CREE y Sobretasa</b>	<b>190.311.672</b>		<b>\$ 185.504.590</b>	

Concepto	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2015
Total Impuesto de renta y complementarios	\$ 302.928.543	\$ 270.262.117
Impuesto de renta CREE y Sobretasa	190.311.672	185.504.590
<b>Total</b>	<b>\$ 493.240.215</b>	<b>455.766.707</b>

**Conciliación del patrimonio**

	<b>31 de diciembre de 2016</b>	<b>al 31 de diciembre de 2015</b>
Patrimonio contable	<b>\$ 3.495.961.876</b>	<b>\$ 3.558.112.111</b>
Pasivos estimados	56.350.829	46.669.629
Aportes parafiscales y pensiones	326.136	68.695
Ajuste fiscal a los activos	93.385.916	199.775.683
Ajuste fiscal a los diferidos	14.944.864	6.456.031
Provisión deudores	104.079.205	3.764.232
Ajuste fiscal a las inversiones	2.846.161	7.796.843
Impuesto diferido	(97.148.803)	(81.286.227)
Patrimonio fiscal	<b>\$ 3.670.746.184</b>	<b>\$ 3.741.356.997</b>

**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 independiente. Para el 2015 los asesores externos adelantaron la actualización del estudio de precios de transferencia y documentación comprobatoria, exigido por disposiciones tributarias, tendientes a demostrar que las operaciones con vinculados económicos del exterior se efectuaron a precios de mercado durante 2015 y que no hay lugar a incluir ajustes en la declaración de renta del mismo año. La declaración informativa y documentación comprobatoria se presentaron el 19 de julio de 2016. Para el 2016 los asesores externos validaron las operaciones a realizar generadas con cada vinculado económico. El estudio y documentación comprobatoria se iniciara en el 2017, los cuales vencen en julio del mismo año.

**Contrato de estabilidad jurídica**

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

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

Monto de inversión y Plazos: Las inversiones de la Compañía relacionadas con el proyecto El Quimbo comprometidas fueron de \$1.922.578 millones. En el primer semestre del año se aprobó un incremento en el presupuesto de \$583.184 millones el cual junto con el gasto financiero en el que se ha incurrido y se proyecta incurrir para la financiación del proyecto (\$450.712 millones) 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 millones por concepto de ajuste de la prima establecida en el contrato de estabilidad jurídica. En marzo/2016, se procedió al pago de un segundo ajuste por un monto de \$4.657 millones con ocasión del aumento en el monto de la inversión.

**Normas claves objeto de Estabilidad Jurídica (con favorabilidad):**

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

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

Obligaciones de las Partes

**a. Obligaciones de la Compañía:**

- > Cumplir con el monto de la inversión planeada para la construcción y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.
- > Pagar la prima de estabilidad jurídica por \$9.617 millones (consignada el 23 de diciembre de 2010).- (Nota 11) y ajustarla en el evento en que se realicen aumentos en el monto de la inversión, tal y como se hizo según explicación previa. En diciembre de 2014, la Compañía pagó \$6.299 millones por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión probada. En marzo de 2016, la Compañía pagó \$4.657 millones por concepto de un segundo ajuste de la prima por la mayor inversión realizada.
- > Pagar tributos oportunamente.
- > Contratar una auditoría independiente encargada de revisar y certificar el cumplimiento de los compromisos adquiridos en el contrato, para este propósito la Compañía contrató a un tercero especialista quien emitió su opinión sin salvedades en marzo de 2015. La Gerencia de la Compañía estima que obtendrá la misma opinión como resultado de la auditoría que se realice del cumplimiento de las obligaciones para 2014. Confidencialidad en la información.

**b. Obligaciones de la Nación:**

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

**19. Otros pasivos no financieros**

	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de diciembre de 2015
Ingresos diferidos (1)	\$ 3.814.849	\$ 3.824.724

(1) Corresponde a ingresos recibidos por anticipado por ventas parciales de predios. Cuando el tercero cancela la totalidad del predio se activa el ingreso disminuyendo la cuenta de ingresos diferidos y dando de baja el predio.

**20. Patrimonio****Capital**

El capital autorizado se compone de 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 acciones de 148.914.162 con valor nominal de \$4.400.

## Reorganización Enersis S.A y Endesa Chile S.A

Como resultado de la reorganización Enersis S.A. y Endesa Chile S.A. (Sociedades Chilenas accionistas de Emgesa), el 8 de julio de 2016 se realizó la inscripción en el libro de accionistas de Emgesa en Deceval S.A. de las compañías resultantes de la escisión llevada a cabo en Chile (Endesa Américas S.A.), sin que se vieran afectadas las participaciones accionarias. Posteriormente, el 1 de diciembre se perfeccionó la reorganización de Enersis Américas S.A. y Endesa Américas S.A. (Sociedades Chilenas accionistas de Emgesa) en la cual Enersis Américas absorbió a Endesa Américas S.A. y posteriormente cambió su razón social a Enel Américas S.A. La inscripción en el libro de accionistas de Emgesa de Enel Américas S.A se realizó el 16 de enero de 2017

En consideración a lo anterior, Emgesa se permite publicar la composición accionaria resultante se presenta a continuación

Composición Accionaria a 31 de diciembre de 2016:

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
Empresa de Energía de Bogotá S. A. E.S.P.	43,57%	55.758.250	100,00%	20.952.601	51,51%	76.710.851
Enel Américas S.A.	56,42%	72.195.996	–%	–	48,48%	72.195.996
Otros minoritarios	0,01%	7.315	–%	–	0,01%	7.315
	<b>100,00%</b>	<b>127.961.561</b>	<b>100,00%</b>	<b>20.952.601</b>	<b>100,00%</b>	<b>148.914.162</b>

Composición Accionaria 2015:

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
Empresa de Energía de Bogotá S. A. E.S.P.	43,57%	55.758.250	100,00%	20.952.601	51,51%	76.710.851
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	31,27%	40.019.173	–%	–	26,87%	40.019.173
Enersis S.A. (Ahora Enel Américas)	25,15%	32.176.823	–%	–	21,61%	32.176.823
Otros minoritarios	0,01%	7.315	–%	–	0,01%	7.315
	<b>100,00%</b>	<b>127.961.561</b>	<b>100,00%</b>	<b>20.952.601</b>	<b>100,00%</b>	<b>148.914.162</b>

Del total de acciones de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP, 20.952.601 acciones corresponden a acciones sin derecho a voto con un dividendo preferencial de US\$0,1107 por acción.

## Distribución de dividendos

La Asamblea General de Accionistas del 25 de marzo de 2015, según Acta No. 92, ordenó que la utilidad comprendida entre el 1 de septiembre y el 31 de diciembre de 2014 por \$286.222.317, se distribuyeran en dividendos por \$187.919.675 y el restante \$98.302.641, se constituyera reserva por aplicación de la depreciación acelerada de acuerdo al artículo 130 del Estatuto Tributario. El 100% de los dividendos se pago el 26 de marzo de 2016.

La Asamblea General de Accionistas del 28 de marzo de 2016, según Acta No. 94, ordenó que la utilidad comprendida entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2015 por \$885.455.396, se distribuyeran en dividendos por \$807.284.040 y el restante \$78.171.355, se constituyera reserva por aplicación de la depreciación acelerada de acuerdo al artículo 130 del Estatuto Tributario. El 40,53% de los dividendos se pagaron el 28 de junio de 2016, el 34,69% se pagarán el 26 de octubre de 2016 y el restante se pagará el 27 de enero de 2017

## Reservas

	Al 31 de diciembre de 2016	Al 31 de diciembre de 2015
Reserva Legal (1)	\$ 327.611.157	\$ 327.611.157
Reserva para Depreciación Diferida (Art. 130 ET) (2)	176.473.996	98.302.641
Otras Reservas	178.127	178.127
	<b>\$ 504.263.280</b>	<b>\$ 426.091.925</b>

(1) De acuerdo con la Ley colombiana, la Compañía debe transferir como mínimo el 10% de la utilidad del año a una reserva legal, hasta que ésta sea igual al 50% del capital suscrito. Esta reserva no está disponible para ser distribuida, sin embargo, puede ser utilizada para absorber pérdidas.

(2) La Asamblea General de Accionistas del 28 de marzo de 2016, según Acta No. 94, ordenó constituir reserva por concepto de la depreciación acelerada establecida en conformidad con el Artículo 130 del Estatuto Tributario por \$ 78.171.355 con cargo a la utilidad neta del periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2015. Resaltando que para efectos fiscales se utilizara el método de depreciación por reducción de saldos a partir del 2014 y contablemente se continuaría por el sistema de línea recta.

## 21. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
Ventas de energía (1)	\$ 2.672.557.006	\$ 2.287.875.739
Ventas en bolsa de energía (1)	767.873.456	911.206.155
<b>Ventas de energía</b>	<b>3.440.430.462</b>	<b>3.199.081.894</b>
Ventas de gas (2)	44.776.288	30.597.981
<b>Total Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>\$ 3.485.206.750</b>	<b>\$ 3.229.679.875</b>

(1) Las ventas de energía incluyendo las ventas en bolsa de energía presentan un incremento del 1% respecto al 2015, principalmente por:

- a. Aumento de la demanda en 215 Gwh para el mercado no regulado, mayores ventas por \$142.188.703
- b. Aumento de la demanda en 610 Gwh para el mercado mayorista, mayores ventas por \$220.087.383

c. Reconocimiento de compensación térmica para el 2015 por \$17.575.333 (noviembre y diciembre) y para el 2016 \$37.482.632 (enero a abril), El pasado 27 de octubre de 2015, la Comisión Reguladora de Energía y Gas, CREG, emite 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 buscaba 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, la Compañía como generador y operando con la Central Cartagena bajo estas condiciones, desde el día 4 de noviembre manifiesta a este ente regulador acogerse a la opción contemplada en la resolución.

d. Efecto negativo por menor precio de venta en bolsa respecto a 2015 por (-76 \$/kwh) impactando los ingresos por este mercado en \$140.834.818

e. El pasado 18 de diciembre de 2015 se realizó, de parte de la Comisión de regulación de Energía y Gas, la asignación de Obligaciones de Energía firme –OEF– para los próximos tres periodos cargos, comprendidos entre Diciembre de 2016 y Noviembre de 2019. Las Obligaciones de Energía firme asignadas para el portafolio de Emgesa alcanzaron un valor promedio anual de 11.948 GWh-año, lo que representa un ingreso anual de 194 Millones USD.

(2) Las ventas de gas presentan un incremento del 46% respecto 2015, principalmente por el aumento de unidades vendidas en 32.729.200 Mt3, principalmente en las ventas en boca de pozo

### **Reconciliaciones negativas Resolución CREG 176 de 2015**

El 26 de febrero de 2016 la Compañía presentó una solicitud de conciliación pre-judicial ante la Procuraduría General de la Nación – Procuraduría Judicial Administrativa, con el fin de revisar por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, la liquidación de las reconciliaciones negativas causadas en octubre de 2015, teniendo en cuenta que la Compañía considera que estas reconciliaciones deben estar sujetas a la normatividad vigente en las resoluciones CREG 034 de 2001, 159 y 168 de 2015, por lo tanto las mismas no se pueden liquidar con efecto retroactivo ya que la metodología bajo la nueva resolución CREG 176 de 2015 solo puede tener efectos hacia futuro, es decir, a partir del 28 de octubre de 2015 fecha de su publicación. La cuantía de las pretensiones relativas al restablecimiento del derecho vulnerado y de reparación del daño es de \$100.410.738.

El administrador del mercado XM mediante la comunicación radicada el 22 de febrero de 2016, manifestó que la inconformidad presentada por la Compañía sobre el artículo 1 de la resolución CREG 176 de 2015 era procedente; sin embargo no definió formas, fechas o montos en los cuales los ajustes 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.

La Compañía presenta demanda de nulidad con restablecimiento del derecho en contra de la CREG y XM SA ESP 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 \$100.410.737.845 que corresponde al valor que tuvo que asumir Emgesa por concepto de reconciliaciones negativas. La demanda fue admitida y se encuentra en proceso de notificación.

**Otros ingresos de explotación**

A continuación se presenta el detalle de otros ingresos:

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
Arrendamientos de inmuebles SD	\$ 334.465	\$ 295.808
Otros servicios MNR	79.728	86.879
Alquiler de equipos de medida y otros	1.327	8.778
Alquiler de equipos	393	1.327
<b>Otras prestaciones de servicios</b>	<b>415.913</b>	<b>392.792</b>
Indemnización por daños (1)	14.919.637	23.185.913
Mercado secundario cargo por confiabilidad (2)	5.286.097	6.646.438
Ingreso desviación comercializador	2.440.302	3.261.766
Otros servicios	4.480.995	2.173.387
Venta de material obsoleto	684.154	1.254.771
Multas y sanciones (3)	449.486	1.621.305
Comisiones	156.553	-
Sobrantes de Material	66.560	60.855
<b>Otros ingresos de explotación</b>	<b>28.483.784</b>	<b>38.204.435</b>
<b>Total otros ingresos de explotación</b>	<b>\$ 28.899.697</b>	<b>\$ 38.597.227</b>

(1) Incluye indemnización reconocida por Mapfre por \$14.874.119 en 2016 y \$21.680.710 en 2015, con ocasión al daño registrado en el dique auxiliar del proyecto El Quimbo, en 2015.

(2) Ingresos por Mercado secundario por \$1.360.341 principalmente por el contrato de Termoyopal

(3) En 2015 incluye sanciones aplicadas a los proveedores asociados a la ejecución de obras en el proyecto El Quimbo por incumplimiento de los cronogramas o tiempos de ejecución por \$1.147.344

**22. Aprovisionamientos y servicios**

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
Compras de energía (1)	\$ 595.525.932	\$ 680.967.739
Gastos de transporte de energía (2)	324.527.649	270.953.039
Consumo de combustible (3)	170.272.931	236.332.186
Impuestos asociados al negocio (*)	95.832.246	78.591.228
Otros aprovisionamientos variables y servicios (**)	93.724.915	55.085.625
Compra de gas (4)	43.013.903	28.009.195
	<b>\$ 1.322.897.576</b>	<b>\$ 1.349.939.012</b>

(1) Disminución en las compras de energía se presenta principalmente en las compras en bolsa -171 GWh asociados al aumento de la generación y a la disminución en el precio de bolsa por \$76 \$/kWh, equivalente a (\$94.129.173)

(2) El aumento en los costos de transporte se deben principalmente al aumento de 215 GWh en la demanda del mercado no regulado en 2016. Adicionalmente las tarifas del sistema de transmisión nacional, regional y el sistema de distribución local presentaron un aumento asociado al crecimiento del IPP desde diciembre de 2015 a diciembre de 2016 acumulado es de 3,88%

(3) Disminución en los consumos de combustible, para el 2015 se presentó mayor generación térmica dado los requerimientos de seguridad producto del fenómeno del niño.

La disminución se presenta principalmente en los consumos de carbón utilizado en la generación térmica de la Central Termozipa en -558 GWh equivalente a \$33.058.496, consumo de combustible liquido de la Central Cartagena en -4GWh equivalente a \$37.599.360

(4) Aumento en las compras de gas natural en 31.380.032 M3 equivalente a \$14.796.943, asociado al aumento de la comercialización por mayor número de clientes

Impuestos asociados al negocio y otros aprovisionamientos variables y servicios (\*)

	<b>Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015</b>
Contribuciones y Regalías Ley 99 de 1993 (1)	\$ 62.164.265	\$ 54.494.869
Fondo Solidaridad Reforma Ley 633	28.008.599	16.599.352
Otros impuestos locales asociados al negocio	3.096.681	4.923.806
Impuesto de Industria y Comercio	2.562.701	2.573.201
	<b>\$ 95.832.246</b>	<b>\$ 78.591.228</b>

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

Otros aprovisionamientos variables y servicios (\*\*)

	<b>Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015</b>
Restricciones (1)	\$ 57.571.243	\$ 20.999.319
Costo CND, CRD, SIC	14.750.291	12.163.117
Mercado Secundario Cargo por Confiabilidad (2)	10.053.781	3.019.240
Otros servicios de apoyo a la generación	5.163.361	13.296.176
Servicios de lectura	4.872.818	3.359.908
Contribuciones Entes Reguladores	1.313.421	2.247.865
	<b>\$ 93.724.915</b>	<b>\$ 55.085.625</b>

(1) 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 2015 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.

(2) El aumento en las compras del mercado secundario se presenta principalmente por mayor asignación de obligaciones de Energía Firme del 100%, por lo que la energía de referencia disponible para respaldos era limitada, haciendo necesario recurrir a terceros para suplir la energía de respaldos requerida.

## 23. Gastos de personal

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	
Sueldos y salarios (1)	\$	53.192.697	\$	61.914.545
Servicio seguridad social y otras cargas sociales		16.254.487		16.406.319
Gasto por obligación por beneficios post empleo		1.320.444		1.406.097
Otros gastos de personal		726.608		1.544.493
Gasto por obligación por beneficios por planes de retiro (2)		521.654		6.203.114
	<b>\$</b>	<b>72.015.890</b>	<b>\$</b>	<b>87.474.568</b>

(1) Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, corresponde a sueldos y salarios por \$35.718.592 y \$42.987.320, bonificaciones por \$7.115.446 y \$9.703.091, vacaciones y prima de vacaciones por \$4.001.249 y \$3.891.472, prima de servicios por \$3.123.193 y \$2.533.828, cesantías e intereses de cesantías por \$2.913.547 y \$2.266.107 y amortización de beneficios a empleados por \$320.670 y \$532.727 respectivamente.

(2) Al 31 de diciembre de 2015, incluye reconocimiento de costos por plan de retiro "Plan San Jose" por \$5.399.348.

## 24. Otros Gastos Fijos de Explotación

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	
Tributos y tasas (1)	\$	36.581.830	\$	38.330.497
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (2)		31.320.524		31.783.139
Otros suministros y servicios (3)		26.961.671		22.334.986
Primas de seguros		25.681.920		17.516.945
Reparaciones y conservación		9.548.223		10.353.041
Arrendamientos y cánones		3.694.879		3.417.926
Publicidad, propaganda y relaciones públicas		2.888.689		1.436.804
Gastos de Transportes y viajes		1.520.166		2.691.150
	<b>\$</b>	<b>138.197.902</b>	<b>\$</b>	<b>127.864.488</b>

(1) Corresponde principalmente al reconocimiento del impuesto a la riqueza del 2016 por \$31.408.370 de acuerdo con la Ley 1739 de diciembre de 2014 que creó el impuesto a la riqueza por los años 2015 a 2017 para las personas jurídicas.

(2) 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 2016		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	
Mantenimiento y operación centrales	\$	17.158.027	\$	18.251.241
Otros contratos de administración y operación		4.745.521		3.532.143
Casino y cafetería		3.079.140		3.399.035
Seguridad industrial		1.993.079		2.614.469
Servicios de desarrollo de software y aplicaciones informáticas		1.660.570		1.857.240
Honorarios		1.603.265		1.012.197
Servicio de telecomunicaciones		725.119		764.047
Materiales y suministros de oficina		351.803		339.832
Combustibles y lubricantes		4.000		12.935
	<b>\$</b>	<b>31.320.524</b>	<b>\$</b>	<b>31.783.139</b>

(3) Corresponde principalmente a servicios de seguridad y vigilancia por \$7.078.621, gastos expatriados por \$2.634.300, mantenimiento por \$2.512.445, aseo \$2.919.673 y sanción Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) sancionó a la Compañía por el incumplimiento a la Licencia Ambiental con relación al retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo por \$2.503.259

## 25. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016		Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015	
Depreciaciones (1)	\$	187.209.784	\$	158.631.638
Deterioro activos financieros (2)		102.320.470		457.493
Amortizaciones		4.641.672		5.496.859
	<b>\$</b>	<b>294.171.926</b>	<b>\$</b>	<b>164.585.990</b>

(1) El gasto por depreciación al 31 de diciembre de 2016 presentó un incremento con respecto al mismo corte del 2015, principalmente por la central hidroeléctrica “El Quimbo” que en noviembre de 2016 cumplió un año de funcionamiento y se depreció durante el 2016.

(2) Al 31 de diciembre de 2016, se presenta una variación en el deterioro de activos financieros, principalmente por el deterioro de la cartera del cliente Electrificadora del Caribe, que mediante resolución No. 20161000062785 del 14 de noviembre de 2016, la Superintendencia de Servicios Públicos ordena tomar posesión de ésta, de este modo, teniendo en cuenta las dificultades financieras que presenta Electrificadora del Caribe, la Compañía provisionó el 100% de la cartera que se tenía de acuerdo al análisis realizado, la cual se encuentra clasificada por concepto (véase nota 7). El monto provisionado es de \$99.263.875.

## 26.Resultados financieros

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (1)	\$ 41.332.221	\$ 11.583.352
Intereses por financiación a clientes	3.084.290	1.450.761
Intereses de cuentas por cobrar	2.179.493	904.638
<b>Ingresos financieros, netos</b>	<b>46.596.004</b>	<b>13.938.751</b>
Obligaciones financieras (2)	(462.779.828)	(336.710.258)
Gravamen a los movimientos financieros	(7.965.026)	(11.838.805)
Obligación por beneficios post empleo	(5.592.383)	(5.195.662)
Otros costos financieros	(20.604.517)	(949.403)
Arrendamientos financieros (Leasing)	(340.419)	(40.575)
Valoración derivados financieros	207.975	743.833
<b>Gastos financieros</b>	<b>(497.074.198)</b>	<b>(353.990.870)</b>
Gasto financieros capitalizado	5.062.047	168.974.389
<b>Gastos financieros, netos</b>	<b>(492.012.151)</b>	<b>(185.016.481)</b>
Ingreso por diferencia en cambio realizada (3)	11.842.281	7.870.676
Gasto por diferencia en cambio no realizada (3)	(9.616.985)	(4.125.346)
Diferencias de cambio, neto	2.225.296	3.745.330
<b>Total resultado financiero neto</b>	<b>\$ (443.190.851)</b>	<b>\$ (167.332.400)</b>

(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.

(2) Las obligaciones financieras a diciembre 31 de 2016, corresponden a intereses por los bonos emitidos y generados bajo el programa de emisión y colocación de bonos por la Compañía, así:

Operación	Valor
Bonos emitidos	\$ 412.543.140
Club Deal	26.998.258
Préstamos bancarios Bank Of Tokyo	9.119.500
Créditos de tesorería	8.596.343
Préstamos bancarios Banco de Crédito del Perú	5.522.587
<b>Total Gasto de Obligaciones F.</b>	<b>\$ 462.779.828</b>

Las obligaciones financieras a diciembre 31 de 2015 corresponden a intereses por los bonos emitidos y generados bajo el programa de emisión y colocación de bonos por la Compañía, así:

Operación	Valor
Bonos emitidos	\$ 300.578.833
Club Deal	21.623.208
Créditos de tesorería	11.418.648
Préstamos bancarios Banco de Crédito del Perú	2.412.317
Préstamos bancarios Bank Of Tokyo	622.917
Préstamos intercompañía	54.335
<b>Total Gasto de Obligaciones F.</b>	<b>\$ 336.710.258</b>

3. Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambio corresponden a:

	31 de Diciembre de 2016	
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
<i>Efectivo en caja</i>	\$ 7.604	\$ (3.516)
<i>Saldo en bancos</i>	469.978	(992.744)
Efectivo y equivalentes al efectivo	477.582	(996.260)
Cuentas por cobrar corrientes	689.200	(475.862)
<b>Total activos</b>	<b>1.166.782</b>	<b>(1.472.122)</b>
Cuentas por pagar bienes y servicios	9.533.233	(7.594.107)
Anticipo a clientes	1.142.266	(550.757)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	10.675.499	(8.144.864)
<b>Total pasivos</b>	<b>10.675.499</b>	<b>(8.144.864)</b>
<b>Total diferencia en cambio</b>	<b>\$ 11.842.281</b>	<b>\$ (9.616.986)</b>

	31 de Diciembre de 2016	
	Ingresos por diferencia en cambio	Gastos por diferencia en cambio
<i>Efectivo en caja</i>	\$ 6.134	\$ (1.760)
<i>Saldo en bancos</i>	1.668.517	(896.921)
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.674.651	(898.681)
<b>Total activos</b>	<b>1.674.651</b>	<b>(898.681)</b>
Cuentas por pagar bienes y servicios	6.178.203	(2.434.525)
Anticipo a clientes	17.822	(792.140)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	6.196.025	(3.226.665)
<b>Total pasivos</b>	<b>6.196.025</b>	<b>(3.226.665)</b>
<b>Total diferencia en cambio</b>	<b>\$ 7.870.676</b>	<b>\$ (4.125.346)</b>

## 27. Gasto por impuesto a las ganancias

La provisión cargada a los resultados del período, para impuestos sobre la renta y CREE (impuesto de renta para la equidad) se descompone así:

	al 31 de diciembre de 2016	al 31 de diciembre de 2015
Impuesto corriente renta	\$ 302.682.341	\$ 269.551.270
Impuesto corriente CREE	190.217.172	183.119.473
	<b>492.899.513</b>	<b>452.670.743</b>
Impuesto de renta años anteriores (1)	971.332	(51.733.641)
Movimiento impuesto diferido	(11.440.572)	106.655.542
	<b>\$ 482.430.274</b>	<b>\$ 507.592.644</b>

(1) La Asamblea General de Accionistas del 28 de marzo de 2016, según Acta No. 94, ordenó constituir reserva por concepto de la depreciación acelerada establecida en conformidad con el Artículo 130 Estatuto Tributario por \$78.171.355 con cargo a la utilidad neta de 31 de diciembre de 2015. 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.

El impuesto de renta de años anteriores está compuesto por:

a. Durante el 2015, la diferencia en cambio generadas por la obligación financiera adquirida en Soles peruanos y su respectivo impuesto de renta fueron reconocidos en otros resultados integrales por \$1.987.042, en 2016, la diferencia en el tratamiento contable y fiscal es revertida y se reconoce su efecto con cargo al resultado del período

b. Diferencia entre el valor provisionado y el gasto real de la declaración de renta por (\$1.015.710)

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 2016:

<b>Reconciliación tasa efectiva de impuestos</b>	<b>Al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>al 31 de diciembre de 2015</b>
Ganancia (Pérdida)	\$ 753.724.640	\$ 885.455.395
Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	482.430.274	507.592.645
Ganancia (Pérdida) antes de impuesto	<b>1.236.154.914</b>	<b>1.393.048.040</b>
Tasa legal de impuesto vigente	40%	39%
Impuesto según tasa legal vigente	<b>(494.461.966)</b>	<b>(543.288.736)</b>
<b>Diferencias permanentes:</b>		
Impuestos no deducibles (1)	(1.869.356)	(2.417.920)
Impuesto a la riqueza no deducibles	(12.563.348)	(13.853.771)
Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (2)	(740.940)	(1.346.349)
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes	(2.596.534)	(755.015)
Intereses presuntos	(6.324)	(1.426)
Deducciones por activos fijos reales productivos	14.162.365	60.977.452
Utilidad por venta de activos fijos gravados con ganancia ocasional	-	(41.097)
Otras diferencias permanentes	(179.165)	(160.048)
Ajuste renta año 2015 declaración de renta (3)	1.244.246	(338.369)
Ajuste diferencia de tasas - ajuste diferido años anteriores (Reforma tributaria)	14.532.748	(6.407.365)
Efecto ajuste sobretasa CREE	48.000	40.000
<b>Total diferencias permanentes</b>	<b>12.031.692</b>	<b>35.696.092</b>
<b>(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias</b>	<b>\$ (482.430.274)</b>	<b>\$ (507.592.644)</b>

(1) Corresponde principalmente al 40% del gravamen a los movimientos financieros por \$1.593.005, al impuesto de vehículos por \$18.006, al impuesto de alumbrado público \$258.143, entre otros por \$202.

(2) Corresponde principalmente a las atenciones a empleados como gastos deportivos, de bienestar por \$178.525, provisiones de gastos no deducibles por \$ 524.832, entre otros por \$37.583.

(3) Corresponde al ajuste de la declaración del impuesto sobre la renta en 2014 por (\$1.244.246).

## 28. Utilidad por acción

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la Compañía ajustada por los dividendos preferentes después de impuestos, entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año. Al 31 de diciembre de 2016, no se tiene acciones comunes adquiridas por la Compañía.

	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios	\$ 753.724.640	\$ 885.455.396
Dividendos Preferenciales (1)	608.754	608.754
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios ajustado por Dividendos Preferenciales	746.764.634	878.150.349
Promedio ponderado de las acciones en circulación	148.914.162	148.914.162
<b>Utilidad por acción básica (*)</b>	<b>\$ 5.014,73</b>	<b>\$ 5.897,02</b>

(\*) Cifra expresada en pesos colombianos

(1) Del total de acciones de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP, 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 2016	Periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio</b>		
(Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (1)	\$ 2.966.983	\$ (1.853.059)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	(14.803.751)	2.567.882
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo (4)	(2.822.410)	(697.458)
<b>Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, neto de impuestos</b>	<b>(14.659.178)</b>	<b>17.365</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio</b>		
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (3)	4.869.522	(1.024.152)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral (5)	1.198.822	(78.276)
<b>Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio</b>	<b>6.068.344</b>	<b>(1.102.428)</b>
<b>Total Otro resultado integral</b>	<b>(8.590.834)</b>	<b>(1.085.063)</b>

(1) Al 31 de diciembre de 2016, 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 2016 y 2015 las pérdidas actuariales con efecto en el patrimonio se presenta a continuación:

	Año terminado el 31 de diciembre de 2016		Año terminado el 31 de diciembre de 2015	
	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas
<b>Saldo Inicial</b>	\$ (5.814.360)	\$ (2.686.704)	\$ (7.548.828)	\$ (2.495.965)
Ganancia (pérdida) actuarial	(13.023.441)	(1.780.311)	2.843.391	(275.509)
Impuesto Corriente y Diferido	(340.701)	5.210.224	(1.108.922)	84.770
<b>Saldo Final</b>	\$ (19.178.502)	\$ 743.209	\$ (5.814.359)	\$ (2.686.704)

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 2016 y 2015, respectivamente, como se detalla a continuación:

	Año terminado el 31 de diciembre de 2016	Año terminado el 31 de diciembre de 2015
Impuesto a las ganancias	(340.702)	(1.097.609)
Impuesto diferido	5.210.224	73.457
<b>Saldo Final</b>	\$ 4.869.522	\$ (1.024.152)

(4) Al 31 de diciembre de 2016, corresponde al Mark to Market resultado de la valoración de los derivados de cobertura tanto para forward como swap

(5) Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, corresponde al impuesto de renta de la diferencia en cambio originada por la obligación financiera adquirida en Soles peruanos y al impuesto diferido relacionado con las coberturas de flujos de efectivo, detallado a continuación:

	Año terminado el 31 de diciembre de 2016	Año terminado el 31 de diciembre de 2015
Impuesto a las ganancias por diferencia en cambio en moneda extranjera	1.987.042	(1.987.042)
Impuesto diferido relacionado con coberturas de flujos de efectivo	(788.220)	1.908.766
<b>Saldo Final</b>	\$ 1.198.822	\$ (78.276)

### 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 2016		
	(en EUR)	(en US Dólares)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	<b>1.890</b>	<b>568.556</b>	<b>1.712.057</b>
Deudores	106.645	98.275	632.473
Cuentas por pagar	(1.106.251)	(5.973.082)	(21.425.258)
<b>Posición (pasiva) neta</b>	<b>(997.716)</b>	<b>(5.306.226)</b>	<b>(19.080.728)</b>

	Al 31 de diciembre de 2015		
	(en EUR)	(en US Dólares)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	<b>439</b>	<b>155.947</b>	<b>492.659</b>
Deudores	119.292	8.640.390	23.500.222
Cuentas por pagar	(234.366)	(1.372.152)	(5.162.954)
<b>Posición (activa) neta</b>	<b>(114.635)</b>	<b>7.424.185</b>	<b>18.829.927</b>

## 31. Sanciones

a. La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) impuso sanción a Emgesa mediante resolución No.0381 del 7 de abril de 2016 por el presunto incumplimiento a la licencia ambiental con relación al retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del proyecto Hidroeléctrico el Quimbo, La sanción consiste en una multa que asciende a \$2.503.259

A cierre de diciembre 2016 la Compañía va a presentar las respectivas acciones ante el contencioso administrativo e interpondrá demanda por nulidad y restablecimiento del derecho.

b. La Corporación Autónoma Regional (CAM) impuso una sanción consistente en una multa por \$758.864, mediante resolución No.2239 del 29 de julio de 2016 por los siguientes hechos:

- > Apertura de vía sin licencia, por fuera del área del embalse en la vereda el Espinal en el municipio del Gigante.
- > Aprovechamiento forestal ilegal de flora silvestre que se encontraba en un tramo de vía de 1547 metros, en un ancho promedio de 4.0 metros.
- > Eliminación de especies epifitas.
- > Interceptación de cauces de tres drenajes intermitentes, lo cual genera contaminación de las aguas de escorrentía con el arrastre de sedimentos en las temporadas de invierno.
- > Manejo inadecuado de material de corte (suelo y subsuelo), esparcido ladera abajo, en varios tramos de mayor corte, sepultando parcialmente la vegetación remanente en el margen inferior de la vía abierta.
- > Incumplimiento a lo resuelto en el artículo primero de la Medida preventiva impuestas mediante Resolución No.1561 del 05 de agosto de 2014.

Se interpuso recurso de reposición contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, y se interpondrá demanda de nulidad y restablecimiento del derecho.

c. La Corporación Autónoma Regional (CAM) impuso dos (2) 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 a EMGESA por no tener el permiso de Vertimientos del Reasentamiento de MONTEA, la sanción es por \$50.670
- > **RESOLUCIÓN No. 3653 DEL 10 DE NOVIEMBRE DE 2016**, la CAM sanciona a EMGESA por no tener el permiso de Vertimientos del Reasentamiento de SANTIAGO Y PALACIOS, la sanción es por \$50.670

## 32. Otros seguros

La Compañía adicionalmente a los seguros relacionados en la nota de Propiedad, Planta y Equipo (ver nota 12), cuenta con los siguientes:

Bien/persona asegurada	Riesgos cubiertos	Valor asegurado Cifras en miles	Vencimiento	Compañía aseguradora
Transporte de mercancías	Pérdida o daño de los bienes transportados	Límite \$5.000.000 por despacho	31/07/2017	Generali Colombia
Empleados con contrato directo Emgesa	Muerte, incapacidad total y permanente	Suma asegurada máxima individual: \$1.800.000	31/12/2017	Generali Colombia
Consejeros o directivos	Responsabilidad civil de directores y administradores	USD \$ 5.000	10/11/2017	AIG

## 33. Compromisos y contingencias

### I. Compromisos de compra:

La Compañía al 31 de diciembre de 2016 tiene compromisos por compra de energía y combustibles así:

Periodo	Carbón	Combustibles	Energía	Total
2017-2020	\$ 15.654.275	\$ 54.724.801	\$ 37.103.344	\$ <b>107.482.420</b>
2021-2025	-	-	\$ 12.583.909	\$ <b>12.583.909</b>

### II. Contingencias y Arbitrajes

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

Los principales procesos jurídicos que tiene la compañía al 31 de diciembre 2016 calificados como eventuales:

Demandante: **Chivor SA ESP**

Fecha de inicio: 2004

Pretensión: \$13.102.000

Provisionado: \$ 0

Objeto del juicio: Llamamiento en garantía dentro del un proceso de nulidad y restablecimiento del derecho contra la resolución de la CREG que vario la forma de calcular el cargo por capacidad a Chivor SA ESP, nulidad que de ser decretada afectara a todos los agentes del mercado que recibieron el cargo por capacidad en el periodo al que corresponde la liquidación.

Estado actual y situación procesal: Se encuentra en trámite la notificación de todos los agentes del mercado llamados en garantía.

Demandante: **Chivor SA ESP**

Fecha de inicio: 2006

Pretensión: \$10.892.000

Provisionado: \$ 0

Objeto del juicio: Llamamiento en garantía dentro del un proceso de nulidad y restablecimiento del derecho contra la resolución de la CREG que vario la forma de calcular el cargo por capacidad a Chivor SA ESP, nulidad que de ser decretada afectara a todos los agentes del mercado que recibieron el cargo por capacidad en el periodo al que corresponde la liquidación.

Estado actual y situación procesal: Se encuentra en trámite la notificación de todos los agentes del mercado llamados en garantía.

Demandante: **Policarpo Agudelo y otros.**

Fecha de inicio: 2014

Pretensión: \$ 50.000.000

Provisionado: \$ 0

Objeto del juicio: Que se declare que Emgesa es la responsable de la totalidad de los daños causados (materiales, morales, daño emergente y lucro cesante), por el cierre del puente "Paso El Colegio" sobre el Río Magdalena, ocasionado por la socavación de la base de la base derecha de la margen derecha, generada por el aprovechamiento de material de arrastre en la fuente de extracción, ubicada justo aguas arriba del puente.

Estado actual y situación procesal: Terminó la etapa probatoria y el caso pasó al despacho del Tribunal para Sentencia.

Los principales procesos fiscales que tiene la compañía al 31 de diciembre 2016 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 las acciones de nulidad y restablecimiento del derecho, promovidas contra las liquidaciones de aforo proferidas por el Municipio de Yaguará, por concepto de ICA de las vigencias fiscales 1998 a 2003, cuyas cuantías ascienden a \$35.790 millones.

La Compañía, 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 de la Compañía.

### **Impuesto de Renta Año Gravable 2003.**

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

La cuantía del proceso asciende a la suma de \$96.393.000. La Compañía junto con sus asesores externos, concluyeron que el evento contingente relacionado con la renta del 2003, tiene una probabilidad de pérdida inferior al 50%.

### **Tasa de aprovechamiento forestal.**

En virtud del Acuerdo 048 de 1982 proferido por el Inderena, la CAM profirió Resolución No. 237 en la que liquida una tasa de aprovechamiento forestal a cargo de la Compañía por la supuesta prestación de servicios técnicos. La defensa de la Compañía 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 a la Compañía. 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 la suma de \$28.605 millones. La Compañía 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, la Compañía 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 de Emgesa.

La cuantía de la fiscalización asciende a \$44.188 millones. Actualmente, el proceso se encuentra en vía gubernativa y la Compañía, junto con sus asesores externos e internos, está evaluando su posición de cara a un eventual litigio en vía judicial.

## 34. Mercado de Derivados Energéticos

En julio de 2016, Emgesa ingresó al mercado de derivados Energéticos con el objetivo de celebrar contratos de futuros de energía con los cuales mitigar el riesgo asociado a la volatilidad de precios de la energía en el mercado SPOT. Con lo anterior, la compañía administra su portafolio de contratos.

Al 31 de diciembre de 2016, existen contratos de compra de futuros de energía por 69.84 GWh, para el periodo Ene-Dic 2017. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se han realizado ventas de futuros de energía por 15.12 GWh para el periodo Ene-Dic 2017, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado.

Al 31 de diciembre de 2016 se han liquidado diez (10) contratos de venta y uno (1) de compra de futuros de energía cada uno por 0.36 GWh.

Las operaciones de futuros con Derivex son respaldados por garantías las cuales a diciembre 2016 ascienden en efectivo en \$925.000 y en TES \$984.740, los cuales son considerados como efectivo restringido.

## 35. Reclasificación Estados Financieros

En el estado de flujos de efectivo para efectos de comparabilidad al 31 de diciembre de 2015 se realizaron las siguientes reclasificaciones:

a. Se reclasificó del rubro pagos a y por cuenta de los empleados al rubro compras de propiedades, planta y equipo \$15.721.000 correspondiente a la retención en la fuente por concepto de salarios por (\$5.918.000) y capitalización mano de obra por \$21.639.000. Lo anterior modifica la presentación de modifica los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación y Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión

b. Se reclasificó del rubro otras entradas (salidas) de efectivo al rubro Otros pagos por actividades de operación \$61.698.910 correspondiente a los impuestos asociados con la operación distintos de renta. Lo anterior modifica la presentación de modifica los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación y Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión

## 36. Gestión de riesgos

La Compañía está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por la Compañía en el establecimiento de su política de gestión de riesgos destacan los siguientes:

- a. Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- b. Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de la Compañía.

c. Cada gerencia y área corporativa define:

I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.

II. Criterios sobre contrapartes.

III. Operadores autorizados.

d. Las gerencias y áreas corporativas 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 y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados para cada caso.

f. Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de la Compañía.

### Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es reducir la volatilidad del gasto financiero reflejado en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones de la Compañía y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los Instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a Swaps de tasa, que fijan desde tasa variable a fija. Actualmente la Compañía no tiene contratadas coberturas de tasa de interés.

Tasa de Interés	Al 31 de Diciembre de 2016		Al 31 de Diciembre de 2015	
	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP
IPC	+/- 2,69%	(+/-) \$ 80.742.300	+/- 2,67%	(+/-) \$ 65.542.317
IBR	+/- 2,00%	(+/-) \$ 6.148.281	+/- 1,99%	(+/-) \$ 9.100.008
DTF	+/- 2,19%	(+/-) \$ -	+/- 1,53%	(+/-) \$ 2.038.332

(a) Los movimientos de la tasa de interés se tomaron con base a la volatilidad histórica del IPC en un periodo de tres años (2012-2015 y 2011-2014, para los cálculos de 2015 y 2014, 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:

Deuda contratada por la Compañía denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.

Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.

Ingresos que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

Teniendo en cuenta que la moneda funcional de la Compañía es el peso colombiano se hace necesario mitigar el riesgo de tipo de cambio minimizando la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos que pueden ser utilizados corresponden derivados (forwards y Swaps) de tipo de cambio. Actualmente la Compañía contrata coberturas para tipo de cambio con el fin de cubrir el pago de facturas en dólares para la compra de activos en moneda extranjera y para cubrir la deuda tomada en moneda extranjera.

### Riesgo de “commodities”

La Compañía se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de “commodities”, fundamentalmente a través de operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales y a la compra de combustibles para la operación de sus centrales térmicas.

La Compañía realiza la mayoría de transacciones de venta de energía mediante contratos (físicos y financieros) en los que se ha pactado previamente un precio, mitigando de esta manera el riesgo sobre el precio spot del portafolio de generación.

Los combustibles líquidos se compran a precio de mercado y no tienen ningún tipo de cubrimiento de riesgos por cambios en los precios. Los combustibles sólidos como el carbón se fijan en contratos a dos años con indexación de precios por IPPC con el fin de mantener estables a precios de mercado el valor de la compra.

### Riesgo de Liquidez

La Compañía mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo, caja e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales. Los recursos disponibles deben cubrir las necesidades proyectadas de servicio de la deuda financiera (capital más intereses) neta, es decir, después de derivados financieros. A continuación se presentan los flujos de efectivo contractuales de los pasivos financieros con terceros hasta su vencimiento sin descontar:

Concepto	Corriente			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	Total No Corriente
Bonos Emitidos (capital + intereses)	\$ 336.754.885	\$ 205.911.395	\$ 542.666.280	\$ 1.416.374.645	\$ 1.532.702.613	\$ 1.922.457.047	\$ 162.348.899	\$ 5.033.883.204
Préstamos Bancarios (capital + intereses)	-	199.774.407	\$ 199.774.407	115.767.401	100.564.454	86.179.118	-	302.510.973
Obligaciones por leasing financiero (capital + intereses)	707.940	2.107.908	\$ 2.815.848	4.692.329	122.834	-	-	4.815.163
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	337.506.635	-	\$ 337.506.635					-
<b>Total</b>	<b>\$674.969.460</b>	<b>\$407.793.710</b>	<b>\$1.082.763.170</b>	<b>\$1.536.834.375</b>	<b>\$ 1.633.389.901</b>	<b>\$2.008.636.165</b>	<b>\$162.348.899</b>	<b>\$ 5.341.209.340</b>

## **Riesgo de Crédito**

La Compañía realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

### **Cuentas por cobrar comerciales**

El riesgo de crédito en la Compañía es históricamente limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes, lo cual permite que no acumulen individualmente montos significativos. Así mismo la regulación permite proceder con el corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito mediante la evaluación de los indicadores de cartera general e individual

### **Activos de carácter financiero**

Las inversiones de los recursos disponibles de las Compañías (inversiones de tesorería), originadas en la operación y en otros ingresos no operacionales y las operaciones de derivados financieros se efectuarán con entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea que cumplan con la calificación de riesgo mínima solicitada por la Compañía.

La calificación de riesgo mínima de las contrapartes financieras debe ser grado de inversión internacional de largo plazo, o su equivalente en escala local teniendo en cuenta el mínimo rating internacional de moneda extranjera de la República de Colombia. Sólo podrá invertirse en contrapartes con una calificación inferior, dentro de los límites establecidos por riesgos para contrapartes no grado de inversión, o previa aprobación por medio de un Waiver vigente otorgado por riesgos. Las calificaciones de riesgo locales deben ser emitidas por una calificadora de riesgo reconocida y legalmente establecida en Colombia. Para las calificaciones de riesgo internacional serán aceptables las otorgadas por Moody's, S&P y FitCH. Cuando una Contraparte Financiera cuente con más de una calificación, se tomará la más baja para efectos de lo dispuesto en este numeral.

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

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

### **Medición del riesgo**

En el riesgo de tasa de cambio, la Compañía lleva a cabo el cálculo de la efectividad de los forwards de moneda que replican en un 100% los flujos del subyacente, contratados para cubrir el riesgo de variación del peso Colombiano con respecto al dólar por la cobertura de los pagos

Para esto se hace el cálculo de efectividad mediante el test retrospectivo y el prospectivo. El test prospectivo se define como el cociente entre la diferencia trimestral del fair value (MTM) del forward real y la diferencia trimestral del fair value del forward hipotético.

El derivado hipotético se define como el forward que a la fecha de contratación, reduce en su totalidad el riesgo de tipo de cambio y replica en un 100% los flujos del subyacente para el período cubierto. En cada fecha de evaluación, que será de forma trimestral, el cociente deberá estar en el rango de 80-125% para que el forward sea considerado como efectivo, y por lo tanto, calificado como cobertura contable.

El test de efectividad prospectiva se realizará comparando cambios en valor justo entre el derivado real que ha sido contratado y un derivado hipotético para distintos casos de tipo de cambio. Este análisis de simulación consiste en desplazar el tipo de cambio forward a dos escenarios hipotéticos: +20% y -20%. Los resultados de variaciones en valor justo de ambos instrumentos serán comparados debiéndose encontrar en un rango entre el 80% - 125% para poder aplicar contabilidad de cobertura. De esta forma se demuestra que desplazamientos del tipo de cambio, afecta de la misma forma al valor justo del derivado hipotético y del derivado real.

### 37. Valor razonable

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

A continuación se presenta los pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 31 de diciembre de 2016:

	Importes en libros		Valores razonables	
	Al 31 de diciembre de 2016			
<b>Pasivos financieros (1)</b>	(En miles de pesos)			
Bonos emitidos	\$	4.025.004.942	\$	4.224.164.297
Club Deal		285.541.709		279.614.725
Préstamos Bancarios		130.622.916		131.123.577
Obligaciones por leasing		6.375.386		7.431.684
<b>Total de pasivos</b>	<b>\$</b>	<b>4.447.544.953</b>	<b>\$</b>	<b>4.642.334.283</b>

1. Las obligaciones financieras y arrendamientos financieros 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 2016, 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 (Ver nota 3.13):

<b>Activos Financieros</b>	<b>Nivel 2</b>
Inversiones financieras - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	\$ 5.698.660
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	\$ 26.523
	<hr/>
<b>Pasivos Financieros</b>	
<i>Instrumentos derivados (Ver Nota 5)</i>	\$ -
	<hr/>

## 38. Aprobación de Estados Financieros

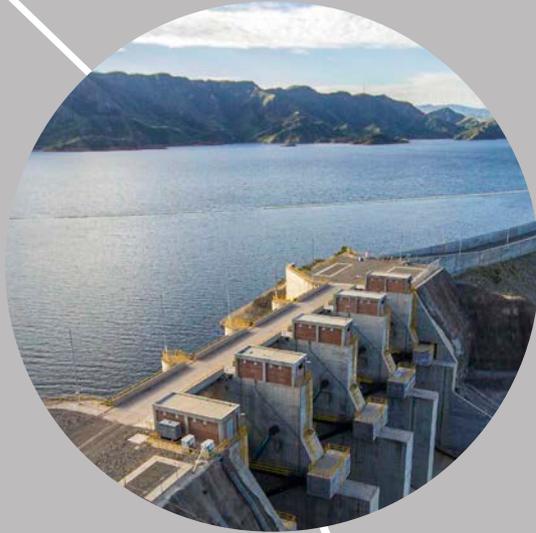
Los estados financieros de propósito general de la Compañía al 31 de diciembre de 2016, fueron aprobados por la Junta Directiva según acta No 441 del 16 de febrero de 2017 con el fin de ser presentados a la Asamblea General de Accionistas conforme al Código de Comercio.

## 39. Eventos Subsecuentes

### Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo:

Los piscicultores de Betania presentaron una demanda de Acción Popular que “busca la protección de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, como prevención al supuesto peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas aguas abajo del sitio de presa de El Quimbo”.

El 16 de diciembre de 2016, se prorrogó por seis meses más la suspensión de la medida cautelar, para permitir la generación de energía en la Central, condicionado a verificar por parte de la ANLA y la CAM que se está cumpliendo con los niveles de oxígeno en el agua que emerge del embalse, de suerte que sea compatible con la vida. La Compañía el 13 de enero de 2017, interpuso recurso de reposición en contra del mencionado Auto del 16 de diciembre, con el objeto de que el Tribunal realizara ajustes relacionados con el derecho de defensa de Emgesa en el desarrollo del proceso. El proceso actualmente se encuentra en etapa probatoria.





14\_Código de comercio

Bogotá, 9 de Febrero de 2017  
EMG-003/2017

Señores  
Accionistas  
**Emgesa S.A. ESP**  
Ciudad

**Ref: Información Código de Comercio 2016**

Respetados señores:

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 3 del artículo 446 del Código de Comercio, a continuación les presentamos la siguiente información económica y financiera, *expresada en cifras en miles de pesos*:

- a) Detalle de los egresos por concepto de salarios, honorarios, viáticos, gastos de representación, bonificaciones, prestaciones en dinero y en especie, erogaciones por concepto de transporte y cualquiera otra clase de remuneraciones que hubiere percibido cada uno de los directivos de la Sociedad.

Honorarios a los miembros de la Junta Directiva

<b>Tercero</b>	<b>Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016</b>
ÁLVAREZ HERNÁNDEZ GLORIA ASTRID	\$ 31.165
ARAÚJO CASTRO MARÍA CONSUELO	27.528
BONILLA GONZÁLEZ RICARDO	3.746
CAPRINI DANIELE	3.550
GUTIÉRREZ MEDINA FERNANDO	6.937
HERRERA LOZANO JOSÉ ALEJANDRO	41.541
JIMÉNEZ RODRÍGUEZ DIANA MARCELA	3.397
LAFaurie LUISA FERNANDA	31.303
LÓPEZ VALDERRAMA ANDRÉS	10.238
RIGA BRUNO	38.144
ROMERO RICHARD ERNESTO	10.267
RUBIO DÍAZ LUCIO	37.991
VARGAS LLERAS JOSÉ ANTONIO	34.604
VIVAS MUNAR DIANA MARGARITA	6.630
PRORRATEO DE IVA	946
<b>Total</b>	<b>\$ 287.987</b>

### Honorarios Comité de Auditoría

<b>Tercero</b>	<b>Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016</b>
ÁLVAREZ HERNÁNDEZ GLORIA ASTRID	\$ 10.616
LAFURIE LUISA FERNANDA	5.049
LÓPEZ VALDERRAMA ANDRÉS	2.662
ROMERO RICHARD ERNESTO	10.616
RUBO DÍAZ LUCIO	10.616
<b>Total</b>	<b>\$ 39.559</b>

- b) Las erogaciones por los mismos conceptos indicados en el literal anterior, que se hubieren hecho en favor de asesores o gestores vinculados o no a la Sociedad mediante contrato de trabajo, cuando la principal función que realicen consista en tramitar asuntos ante entidades públicas o privadas, o aconsejar o preparar estudios para adelantar tales tramitaciones:

### Honorarios asesoría legal:

<b>Tercero</b>	<b>Concepto</b>	<b>Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016</b>
AESCA S.A.	Asesoría laboral	\$ 130.557
ÁLVAREZ ARIAS EINAR ANDRÉS	Honorarios asesoría legal	44.371
AREZ CONSULTORES Y ASESORES S.A.S.	Honorarios asesoría legal	59.982
BAKER & MCKENZIE S.A.S.	Asesoría tributaria	85.670
CRUZ RINCÓN GERMÁN JAVIER FERNANDO	Honorarios asesoría legal	48.000
GÓMEZ PINZÓN ZULETA ABOGADOS S.A.	Honorarios asesoría legal	63.800
HINCAPIÉ MOLINA JUAN GUILLERMO	Honorarios asesoría legal	1.200
LEAL ALMARIO JAIRO ALBERTO	Honorarios asesoría legal	44.000
LEWIN & WILLS ABOGADOS LTDA.	Honorarios asesoría legal	4.998
LOBOGUERRERO GUTIÉRREZ LTDA.	Honorarios asesoría legal	37.256
LUPA JURÍDICA S.A.S.	Honorarios asesoría legal	8.641
QC INVERSIONES S.A.S.	Honorarios asesoría legal	2.101
VELÁSQUEZ RAMÍREZ MARTHA INÉS	Honorarios asesoría legal	29.219
PRORRATEO DE IVA	Prorrateo de IVA	26.188
<b>Total</b>		<b>\$ 585.983</b>

### Honorarios de asesores

<b>Tercero</b>	<b>Concepto</b>	<b>Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016</b>
AON MÉXICO BUSINESS SUPPORT S.A.	Honorarios cálculo actuarial	\$ 3.347
BBVA CHILE	Valoración proyecto energía alternativa	5.285
CONINGLES S.A.S.	Asesoría selección	6.491
CORPORACIÓN CREO	Asesoría informes	23.200
DELOITTE ASESORES Y CONSULTORES LTDA.	Otras asesorías	8.526
DELOITTE Y TOUCHE LTDA	Otras asesorías	35.223
ERNST & YOUNG AUDIT S.A.S.	Honorarios otros trabajos de auditoría	126.158
	Honorarios revisoría fiscal	580.335
ERNST & YOUNG S.A.S.	Honorarios otros trabajos de auditoría	39.742
GLORIA SOLEDAD DIAZ MAFLA	Asesoría tribunal arbitramento	3.093
HAY GROUP LTDA	Honorarios estructura de cargos	74.193
JAVIER TAMAYO JARAMILLO	Otras asesorías	50.000
LÓPEZ & ASOCIADOS SAS	Asesoría laboral	11.600
NEWLINK COMUNICACIONES ESTRATÉGICAS	Honorarios comunicación estratégica	32.465
PRICEWATERHOUSECOOPERS LTDA	Asesoría NIIF	42.704
PROYECTO COMPAC	Proyecto COMPAC	318.750
SERVICIOS EMPRESARIALES GLOBAL MANA	Otras asesorías	57.103
STUDIO MEDIA S.A.S.	Otras asesorías	19.859
PRORRATEO DE IVA	Prorrateo de IVA	17.633
<b>Total</b>		<b>\$ 1.455.707</b>

c) Detalle de los gastos de propaganda y de relaciones públicas:

### Publicidad en radio, televisión, correo, impresos y relaciones públicas

<b>Tercero</b>	<b>Concepto</b>	<b>Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016</b>
ABC PRODEIN	Impresiones	\$ 41.140
AD ORANGE S.A.S.	Impresiones y publicaciones	1.745
BLOOM MOTION S.A.S.	Servicio de publicidad	10.952
CADENA S.A	Impresiones	76

<b>Tercero</b>	<b>Concepto</b>	<b>Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016</b>
CAM COLOMBIA MULTISERVICIOS S.A.S.	Material publicitario	923
CÁMARA DE COMERCIO HISPANO-COLOMBIA	Renovación de suscripciones	3.935
CARACOL TELEVISIÓN S.A.	Servicio de publicidad	330.701
CASA EDITORIAL EL TIEMPO S.A.	Renovación de suscripciones	439
CORPORATION SERVICE COMPANY	Renovación de suscripciones	2.139
EDITORA DEL MAR S.A.	Renovación de suscripciones	265
EL CONTADOR DEL SIGLO XXI	Publicaciones	1.698
EVENTOS CORP S.A.	Relacionamiento interno y externo	4.231
EVENTOS EFECTIVOS Y PRODUCCIONES S.A.	Relacionamiento interno y externo	17.051
EXITO PUBLICITARIO S.A.S.	Material publicitario	8.984
EXPRESO VIAJES Y TURISMO EXPRESO S.A.	Relacionamiento interno y externo	1.861
GOMA AGENCIA DE MARKETING S.A.S.	Servicio de publicidad	99.155
ICONNECTION S.A.S.	Relaciones públicas	12.528
IDENTISYSTEM S.A.S.	Impresiones	540
INCENTIVES S.A.S.	Relaciones públicas	77.345
INSIGHT M&C S.A.S.	Impresiones	1.060
ISAACS RODRÍGUEZ LIBARDO EDMUNDO	Impresiones	406
LABSTORE Y&R S.A.S.	Relación con inversionistas	86.703
LEGIS EDITORES S.A.	Renovación de suscripciones	1.355
MARÍA ELVIRA JARAMILLO CABANZO	Material publicitario	896
MINDSHARE DE COLOMBIA LTDA.	Servicio de publicidad	779.563
MMS COMUNICACIONES COLOMBIA	Impresiones y publicaciones	94.200
MOLINO DE PAPEL S.A.S.	Impresiones y publicaciones	3.000
OFICIAR S.A.S.	Impresiones	916
OOKRE IMPRESORES LTDA.	Material publicitario	18.802
PRIMERA PÁGINA COLOMBIA S.A.S.	Renovación de suscripciones	3.584
PUBLICAR PUBLICIDAD MULTIMEDIA S.A.	Servicio de publicidad	15.853
PUBLICIS GROUPE MEDIA S.A.	Material publicitario	3.249
RCN TELEVISIÓN S.A.	Servicio de publicidad	242.944
RODRÍGUEZ VERGARA HUGO	Impresiones	4
SERVI FLASH IMPRESORES S.A.S.	Impresiones y publicaciones	5.029
TC IMPRESORES LTDA.	Material publicitario	76.718
TARGET INSIGHTS S.A.S.	Investigación de mercados	18.015
YOUNG & RUBICAM BRANDS S.A.S.	Servicio de publicidad	63.297

Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016
<b>Total</b>		<b>\$ 2.031.302</b>

Participación en eventos y congresos, y patrocinios

Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016
ACOLGEN	Patrocinio	\$ 403.565
ALIANZA FIDUCIARIA S A FIDEICOMISO C.N.O.	Patrocinio	76.053
ASOCIACION COLOMBIANA DE INGENIEROS	Patrocinio	13.881
ANDI	Patrocinio	30.000
ANDESCO	Patrocinio	38.158
CORPORACIÓN CENTRO DE INVESTIGACIÓN	Patrocinio	7.540
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 569.197</b>

- d) Las transferencias de dinero y demás bienes, a título gratuito o a cualquier otro que pueda asimilarse a éste, efectuadas en favor de personas naturales o jurídicas;

Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 01 de enero al 31 de diciembre de 2016
FUNDACIÓN ENDESA	Aporte	\$ 716.661

- e) Al 31 de diciembre de 2016 los dineros u otros bienes que la Sociedad posea en el exterior y las obligaciones en moneda extranjera son:

	Al 31 de diciembre de 2016		
	(en EUR)	(en US dólares)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo	<b>1.890</b>	<b>568.556</b>	<b>1.712.056</b>
Deudores	106.645	98.275	668.125
Cuentas por pagar	(1.106.251)	(5.973.082)	(22.350.665)
<b>Posición (pasiva) neta</b>	<b>(997.716)</b>	<b>(5.306.251)</b>	<b>(19.950.484)</b>

- f) Al 31 de diciembre de 2016, las inversiones de la Compañía en otras sociedades, nacionales o extranjeras corresponden a:

El siguiente es el detalle de las inversiones reconocidas bajo el método de la participación:

<b>Títulos participativos en acciones</b>	<b>Actividad económica</b>	<b>Relación</b>		<b>% participación</b>	<b>Valor 31/12/16</b>
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Servicios portuarios	Subsidiaria	55.071	95,95	\$ 491.772
Emgesa Panamá	Energía	Subsidiaria		100,00	71.293
					<b>\$ 563.065</b>

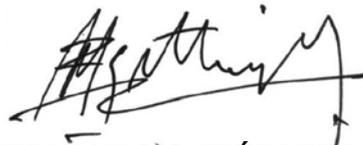
Inversiones financieras en sociedades no cotizadas:

<b>Títulos participativos en acciones</b>	<b>Actividad económica</b>	<b>Acciones ordinarias</b>	<b>% participación</b>	<b>Valor 31/12/16</b>
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	109.353.394	0,22%	5.698.661

Cordialmente,



**JOSÉ ANTONIO VARGAS LLERAS**  
Presidente Junta Directiva



**FERNANDO GUTIÉRREZ MEDINA**  
Representante Legal Suplente

Bogotá D.C., 1 de febrero de 2017

Señores

ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS

EMGESA S.A. ESP

Ciudad

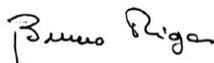
Ref.: Informe Especial del Grupo Empresarial

En mi calidad de Gerente General de la sociedad Emgesa S.A. ESP, en cumplimiento del artículo 29 de la Ley 222 de 1995, me permito presentar a ustedes el Informe Especial del Grupo Empresarial durante el periodo comprendido entre el 1º de enero y el 31 de diciembre de 2016:

- i) De un total de obras y servicios prestados en el año 2016, la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., que hace parte del Grupo Enel, prestó servicios a Emgesa S.A. ESP por un valor de \$931.963.757 incluido IVA, y a su vez Emgesa le prestó servicios a dicha Sociedad Portuaria por un monto de \$128.707.505 incluido IVA.
  
- ii) De un total de obras y servicios prestados en el año 2016, Emgesa Panamá S.A., que hace parte del Grupo Enel, no prestó servicios a Emgesa S.A. ESP, y a su vez Emgesa efectuó un aumento de capital de \$98.632.790 a la sociedad Emgesa Panamá.

Las citadas compañías son controladas por Emgesa S.A. ESP.

Atentamente,

  
BRUNO RIGA

Gerente General





Grupo Enel