

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. ESP.



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, agosto de 2018**

GRUPO ENERGÍA BOGOTA S.A. ESP.

ANÁLISIS AÑO 2017

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa GRUPO ENERGÍA BOGOTA S.A. ESP., en adelante GEB, se constituyó en el año 1896 y se encuentra inscrita en el RUPS desde el 15 de julio de 2005. Desarrolla la actividad de transmisión de energía eléctrica desde el 12 de agosto de 1896. El capital suscrito y pagado de la empresa es de \$492.111 millones.

Tabla No 1. Datos Generales

Tipo de Sociedad	Sociedad Anónima
Razón Social	GRUPO ENERGÍA BOGOTA S.A. ESP.
Sigla	GEB S.A. ESP.
Representante Legal	Astrid Álvarez Hernández
Actividad desarrollada	Transmisión
Año de entrada en operación	1896
Auditor – AEGR	GESTIÓN DE AUDITORIA ESPECIALIZADA LTDA
Clasificación	Zona Interconectada
Fecha última actualización RUPS	30/01/2018

Fuente: SUI

De acuerdo con la información entregada según radicado SSPD 20185290867092 del 13 de agosto de 2018, la participación de mercado de GEB en los ingresos del Sistema de Transmisión Nacional – STN a diciembre de 2017 era del 15,2%. A nivel de longitud en kilómetros de red de 230 kV tiene una participación de 15,09% y a nivel de 220 kV la participación es de 0,76%, estos cálculos con corte al 6 de agosto de 2018.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución 20151300047005 de 2015 que modificó la Resolución SSPD No 20071300027015 de 2007; el prestador realizó la actualización del RUPS de manera anual en todas las vigencias comprendidas entre el año 2005 hasta el 2018.

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Aspectos Administrativos

A 31 de julio de 2016 GEB contaba con una planta de personal compuesta por 337 personas para la operación de Transmisión, de las cuales el 37% se encuentran contratados a término indefinido y el 63% cuenta con contrato a término fijo.

Tabla No 2. Tipo de contratación, cantidad y clasificación por áreas – 31 julio de 2018

TIPO DE CONTRATO	CANTIDAD	PARTICIPACIÓN
Contrato a término indefinido	125 empleados	37%
Contrato a término fijo	212 empleados	63%
Total	337 empleados	100%

Fuente: GEB S.A. ESP.

El sistema integrado de Gestión de GEB se encuentra certificado para: i) Negocio de transmisión de energía eléctrica: diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transmisión de energía eléctrica. ii) Negocio del portafolio accionario: identificación, evaluación, consolidación y seguimiento de inversiones del sector energético, por BUREAU VERITAS bajo los requisitos de las siguientes normas:

- Gestión de la Calidad (ISO 9001 – Versión 2008): desde el 04 de junio de 2009 y con validez hasta el 15 de septiembre de 2018.
- Gestión Ambiental (ISO 14001 – Versión 2004): desde el 13 de noviembre de 2008 y con validez hasta el 15 de septiembre de 2018.
- Seguridad y Salud en el Trabajo (OHSAS 18001 – Versión 2007): desde el 13 de noviembre de 2008 y con validez hasta el 02 de junio de 2020.
- Calidad en la Gestión Pública (NTCGP 1000 – Versión 2009): desde el 04 de junio de 2009 y con validez hasta el 02 de junio de 2020.
- Gestión de eficiencia energética (ISO 50001 – versión 2011): desde el 12 de noviembre de 2013 y con validez hasta el 08 de diciembre de 2019.

Igualmente, a través de oficio Radicado No. SSPD 20185290867092, se conoció que la empresa viene desarrollando actividades socio ambientales, para el 2018 las actividades desarrolladas incluyen, entre otras, la realización de talleres con docentes para capacitarlos en energía, entrega de bicicletas en escuelas rurales del área de influencia de proyectos, apoyo en la construcción del puente sobre el río Trompetas (Cundinamarca), fortalecimiento empresarial a pescadores, acciones de educación ambiental para la conservación del oso andino y danta de páramo en el departamento del Huila, y la formulación y diseño de un plan de enriquecimiento y restauración ecológica para el embalse Tominé.

2.2. Aspectos Financieros

Clasificación de Riesgo

Conforme al Artículo 15 del decreto 990 de 2002, son funciones de las Direcciones Técnicas de Gestión de las Superintendencias Delegadas

“(…) Evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de los prestadores de servicios Públicos domiciliarios sujetos a la inspección, vigilancia y control de acuerdo con los indicadores definidos por las Comisiones de Regulación (...)”

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el 2018 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir la información financiera del año 2017. De acuerdo con los indicadores calculados bajo NIF, para las vigencias 2016 y 2017 el nivel de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, se aprecia en la tabla 3.

Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, Grupo Energía Bogotá SA ESP, evidencia un nivel de riesgo financiero bajo (0) para 2017, mejorando la situación que presento en el año 2016 cuyo resultado estaba catalogado como medio alto (2), donde sus principales dificultades las mostraba en cuanto a la liquidez, es así como la razón corriente en 2016 se encontraba en 0.4 veces. Teniendo en cuenta que para la Resolución 034 de 2004 el mínimo de este indicador es 1 GEB mostraba deficiencias en este indicador, caso contrario al año 2017 donde el resultado se posiciono en 1.3.

Tabla No 3. Clasificación inicial de riesgo financiero año 2016 y 2017.

INDICADORES FINANCIEROS	Tipo	NIF	
		2017	2016
Rentabilidad sobre Activos	Rentabilidad	13%	15%
Rentabilidad sobre Patrimonio	Rentabilidad	16%	24%
Flujo de Caja sobre Activos	Rentabilidad	-13%	-8%
Ciclo Operacional	Liquidez	-245	-116
Cubrimiento de Gastos Financieros	Liquidez	1	1
Razón Corriente	Liquidez	1,3	0,4
Patrimonio sobre Activo	Solidez	51%	62%
Pasivo corriente sobre Pasivo Total	Solidez	12%	61%
Activo corriente sobre Activo Total	Solidez	8%	9%
Patrimonio		754.354.083.000	657.976.331.000
Riesgo Financiero		0	2

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Estado de Situación Financiera

Para la vigencia 2017 los recursos de GEB se encuentran apalancados en un 49% con terceros dejando el 51% con socios y accionistas, con relación a la vigencia 2016, el porcentaje de apalancamiento con terceros, se aumentó en 11%.

Los activos de la compañía se encuentran concentrados en el largo plazo (Gráfica No. 1), siendo la propiedad planta y equipo el rubro que presenta mayor porcentaje posicionándose en \$1.352.874 millones para el año 2017, presentando un aumento respecto al año 2016 que se posicionaba en \$940.835 millones. Esta variación, corresponde principalmente al avance en la construcción de proyectos de inversión UPME. El siguiente rubro significativo de activos a largo plazo es los activos financieros no corrientes que se posicionan en \$8.223 millones, estos corresponden a los saldos de los patrimonios autónomos constituidos para la ejecución de la interventoría a los proyectos de construcción que se encuentra adelantando la misma.

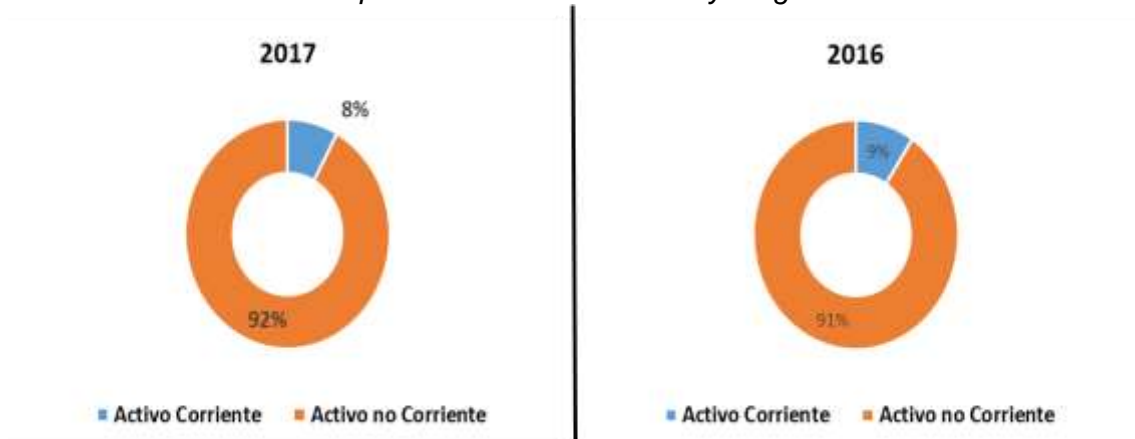
Los activos corrientes están integrados por i) efectivo y equivalentes de efectivo por \$78.146 millones, ii) Cuentas comerciales por cobrar corrientes de servicios públicos \$29.911 millones, iii) Inventarios (corrientes) \$10.728 millones iv) Otros activos no financieros (corrientes) \$ 968 millones

Tabla No 4. Estado de Situación Financiera Comparativo 2017-2016

ACTIVOS	2.017	AV	2.016	AV	AH
Activos corrientes					
Efectivo y equivalentes al efectivo	78.146.343.000	5%	65.985.356.000	6%	18%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	29.911.325.000	2%	22.628.159.000	2%	32%
Cuentas comerciales por cobrar corrientes de servicios públicos	29.911.325.000	2%	22.628.159.000	2%	32%
Inventarios (corrientes)	10.728.771.000	1%	9.094.997.000	1%	18%
Otros activos no financieros (corrientes)	968.232.000	0%	322.871.000	0%	200%
Total de activos corrientes	119.754.671.000	8%	98.031.383.000	9%	22%
Activos no corrientes					
Propiedades, planta y equipo	1.352.874.886.000	91%	940.835.606.000	89%	44%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	2.043.163.000	0%	2.154.570.000	0%	-5%
Otras Cuentas comerciales por cobrar no corrientes	5.192.343.000	0%	4.465.286.000	0%	16%
Otros Activos financieros no corrientes	8.223.290.000	1%	9.004.088.000	1%	-9%
Total de activos no corrientes	1.368.333.682.000	92%	956.459.550.000	91%	43%
TOTAL DE ACTIVOS	1.488.088.353.000	100%	1.054.490.933.000	100%	41%
PATRIMONIO Y PASIVOS					
PASIVOS					
Pasivos corrientes					
Provisiones Corrientes por beneficios a empleados	4.360.382.000	0,29%	5.377.975.000	1%	-19%
Total Provisiones corrientes	4.360.382.000	0,29%	5.377.975.000		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	82.547.801.000	6%	37.649.573.000	4%	119%
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	82.547.801.000	6%	37.649.573.000	4%	119%
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	1.864.898.000	0%	0	0%	
Otros pasivos financieros corrientes	1.707.740.000	0%	199.867.285.000	19%	-99%
Total pasivos corrientes	90.480.821.000	6%	242.894.833.000	23%	-63%
Pasivos no corrientes					
Otras Provisiones no Corrientes	69.361.912.000	5%	0		
Pasivo por impuestos diferidos	51.097.930.000	3%	43.851.229.000	4%	0%
Otros pasivos financieros no corrientes	520.000.000.000	35%	107.168.214.000	10%	385%
Otros pasivos no financieros no corrientes	2.793.607.000	0,19%	2.600.326.000		
Total pasivos no corrientes	643.253.449.000	43%	153.619.769.000	15%	319%
Total pasivos	733.734.270.000	49%	396.514.602.000	38%	85%
PATRIMONIO (Sinopsis)					
Capital emitido	176.779.513.000	12%	176.779.513.000	17%	0%
Ganancias acumuladas	96.377.754.000	6%	316.327.065.000	30%	-70%
Otras participaciones en el patrimonio	185.423.729.000	12%	0		
Otras reservas	295.773.087.000	20%	164.869.753.000		
Total patrimonio	754.354.083.000	51%	657.976.331.000	62%	15%
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	1.488.088.353.000	100%	1.054.490.933.000	100%	41%

Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2017-2016 (cifras en pesos).

Gráfico No 1. Comportamiento Activo - Corto y Largo Plazo 2017-2016



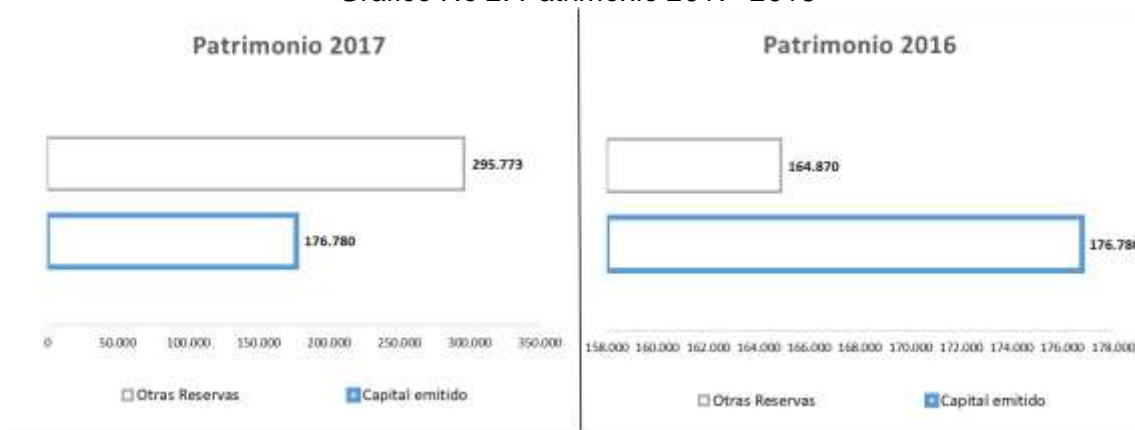
Fuente: SUI

El 71,10% del endeudamiento con terceros corresponde a obligaciones con el sector financiero, de estos \$1.708 millones corresponde a préstamos a corto plazo y \$520.000 millones de endeudamiento al largo plazo con emisión de Bonos. Al respecto GEB establece:

“(...) En febrero y noviembre de 2017, la Empresa realizó emisiones locales de bonos por valor de 1.3 Billones de pesos, en la estructuración de esta operación de deuda se asignó un 40% de esta emisión a la financiación de los proyectos de inversión de la unidad de Transmisión de Energía. Es por esta razón que bajo las consideraciones de la NIC 23 de Capitalizaciones de Intereses, conforme a los lineamientos de la norma internacional, el GEB ha capitalizado los intereses producto del servicio de la deuda como mayor valor de los proyectos. (...)”¹

Adicional a las obligaciones financieras, otros rubros de relevancia en el pasivo son a) Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes \$82.548 millones y b) Otras Provisiones no Corrientes \$ 69.362 millones.

Gráfico No 2. Patrimonio 2017- 2016



Fuente: SUI (cifras en millones de pesos)

Con relación al apalancamiento con los socios GEB presenta un incremento de 15% con relación al 2016, posicionándose en \$754.354 millones a diciembre de 2017, el patrimonio evidencia un mejoramiento de \$130.903 millones en sus reservas. La

¹ Información de notas a los estados Financieros

utilidad del periodo 2017, para la actividad de transmisión se posicionó en 96.377 millones.

El capital emitido que fue asignado al negocio de transmisión es de \$176.779 millones, equivalente al 35.9% del total capital emitido de la compañía.

Estado de Resultados Integrales

Tabla No 5. Estado de Resultados Integral Comparativo 2017-2016

Estado de Resultados Integral		2017	2016
	Ingresos de actividades ordinarias	296.673.784.000	241.609.441.000
	Costo de ventas	104.740.586.000	87.401.518.000
	Ganancia Bruta	191.933.198.000	154.207.923.000
	Otros ingresos	2.268.556.000	0
	Gastos de administración	28.744.741.000	17.770.526.000
	Ganancia (pérdida), por actividades de operación	165.457.013.000	136.437.397.000
	Costos financieros	0	0
	Ganancia (pérdida), antes de Impuestos	165.457.013.000	136.437.397.000
	Gasto (ingreso) por impuestos	69.079.259.000	5.534.064.000
	Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	96.377.754.000	130.903.333.000
	GANANCIA (PÉRDIDA)	96.377.754.000	130.903.333.000

Fuente: SUI (cifras en pesos)

Respecto de los ingresos operacionales de GEB de la actividad de Transmisión, la empresa afirma:

“(...) por los años 2017 y 2016, los ingresos operacionales ascienden a \$ 296.673 millones y \$ 241.609 millones, respectivamente, correspondientes a los servicios facturados a XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., como administrador y liquidador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, por el uso de líneas y redes de la Empresa para transmisión de energía en Colombia.

Los incrementos de los ingresos se sustentan con la entrada en explotación de los proyectos Tesalia y las convocatorias de los proyectos UPME de Armenia y Chivor. (...)”²

El costo de ventas de la compañía se posiciona en \$104.740 millones representando el 35% del total de los ingresos operacionales, sus costos más representativos son: a) Licencias contribuciones y regalías \$51.062 millones, b) servicios personales \$18.630 millones, c) depreciaciones \$ 15.195 millones, d) Ordenes y contratos de mantenimiento \$6.475 millones, e) Impuestos \$4.012 millones y seguros por \$3.640 millones.

Los costos reportados como licencias, contribuciones y regalías corresponden a los descuentos en la facturación mensual de XM por las contribuciones FAER, PRONE, y FOES, de acuerdo con el siguiente detalle:

Contribución Fondo de Energización	16.421.167.161
Contribución Programa de normalización de redes PRONE	16.459.387.651
Contribución Fondo de Energía social – FOES	18.181.479.138
Fuente GEB	

² Información de notas a los estados Financieros

Los gastos administrativos se posicionan en \$28.744 correspondientes a, a) Beneficios a empleados \$7.277 millones, b) Honorarios \$3.507 millones, c) Impuestos, tasas y contribuciones (No incluye impuesto de renta) \$3.523 millones, d) Generales \$2.882 millones, e) Deterioro \$2.785 millones, f) Depreciación \$224 millones, g) Amortización \$68 millones, h) Gastos diversos \$1.234 millones y i) Impuesto a las ganancias diferido \$7.241 millones.

Las utilidades del 2017 correspondientes al servicio de energía, se posicionaron en \$96.377 millones, estas equivalen al 32% de los ingresos operacionales, ya descontado los gastos por Impuestos de Renta de la unidad. Este porcentaje de utilidades disminuye con relación al año 2016, vigencia que tuvo ganancias por el orden de \$ 130.903 millones de pesos, equivalentes al 54% de los ingresos de actividades ordinarias

La compañía para la vigencia 2017 en su resultado individual tuvo ganancias por \$1.500.121 millones, el resultado obtenido para el servicio de energía corresponde el 6.42% del total

Estado de Flujo de Efectivo

Tabla No 6. Flujo de Efectivo real 2016 – 2017 junio 2018

Descripción	DIC - 2.016	DIC - 2.017	JUN - 2.018
Fuentes			
Concepto			
Recaudo de Ingresos STN	185.621	230.639	146.129
Recaudo venta activos Belén	780	0	0
Saldo de préstamos vinculados económicos	232.193	0	0
Intercompany	0	0	0
Emisión local de bonos	0	520.000	90.000
Indemnizaciones pólizas por siniestros y emergencia Mocoa	0	8.588	723
Recaudo servicios complementarios Transmisión	2.432	90	1.174
Total Ingresos	421.026	759.318	238.026
Usos			
Concepto			
Costos y Operacionales	0	0	0
Capex	0	0	0
Pagos a proveedores y contratistas	144.446	261.745	208.570
Pago de gastos administrativos asignados a Transmisión	0	22.363	11.355
Nomina asignada a proyectos	0	0	14.711
Pago de viáticos	993	1.371	493
Pago de impuestos	8.490	3.575	1.833
Pago de capital CAF	43.016	0	0
Pago préstamos vinculados económicos	0	284.273	0
Pago de intereses deuda CAF - capitalizados a proyectos	11.740	96.606	32.823
Reembolsos de servidumbres	0	0	12.523
Pago de anticipos	129.768	51.350	6.983
Pagos de nómina	17.899	22.403	13.322
Apertura fondos especiales servidumbres	0	1.500	0
Pago de P.A. Interventoría proyectos	1.806	5.210	2.319
Préstamos a empleados	1.127	1.488	497
Total Usos	359.287	751.885	305.429
Efectivo al final del periodo	65.420	72.852	5.449

Fuente: Grupo De Energía De Bogotá ESP (cifras en millones de pesos)

La compañía entregó el flujo de caja tanto real como proyectado del negocio de transmisión Tablas No 6 y 7. En cuanto a los flujos reales se muestran excedentes de caja por el orden de \$72.852 millones en la vigencia 2017, \$7.432 millones superior al revelado en 2016.

En el 2017 el rubro principal de entrada de efectivo correspondió, a la emisión de bonos con \$520.000 millones, este aumento sirvió para la cancelación de préstamos intercompañías con el corporativo y mayores pagos por proveedores e intereses de deuda, entre otras obligaciones.

En cuanto a los flujos de caja proyectados, la empresa muestra usos en CAPEX por el orden de \$574.363 millones en 2018, \$646.216 millones en 2019 y \$618.020 millones en 2020, los recursos para el cubrimiento de estas inversiones se derivan de préstamo de los otros negocios de la compañía.

Tabla No 7. Flujo de Efectivo Proyectado

Descripción	2.018	2.019	2.020
Fuentes			
Concepto			
Recaudo de Ingresos STN	401.992	427.534	449.843
Intercompany	380.000	430.000	440.000
Total Ingresos	781.992	857.534	889.843
Usos			
Concepto			
Costos y Operacionales	163.632	172.666	182.053
Capex	574.363	647.216	618.020
Pago de intereses deuda CAF - capitalizados a proyectos	39.224	63.201	90.213
Total Usos	777.219	883.083	890.286
Efectivo al final del periodo	77.626	52.076	51.634

Fuente: GRUPO DE ENERGÍA DE BOGOTÁ ESP (cifras en millones de pesos)

2.3. Gestión de Riesgos

El GEB y sus empresas cuentan con estructuras y órganos de gobierno propios y autónomos e independientes. En este sentido, al interior del GEB existen diferentes niveles de responsabilidad, los cuales están determinados por la naturaleza del órgano de gobierno y la estructura societaria correspondiente.

Es función de la Junta Directiva del GEB la aprobación de los sistemas de Control Interno, el Comité de Presidencia aprueba la Política de Riesgos y el monitoreo periódico de los principales riesgos de la sociedad los realiza el Comité de Auditoría y Riesgos. Es de anotar que las filiales que conforman el grupo empresarial adoptarán la Política de Gestión de Riesgos a través de sus respectivas instancias directivas y en las condiciones aplicables a su normativa, realizando los ajustes a que haya lugar.

Descripción de su política de riesgos

El Comité de Presidencia Estratégico realizó la aprobación de la Política de Gestión de Riesgos, en la sesión de fecha 26 de diciembre de 2017.

La política de riesgos establece los compromisos y el marco general de actuación para la gestión integral de riesgos estratégicos, operativos tanto de los proyectos como del GEB. La política se complementa con la implementación de coberturas para riesgos asegurables, los lineamientos y procedimientos para la gestión de riesgos corporativos y gestión de seguros.

La Política de Riesgos cuenta con los siguientes compromisos:

- Realizar la identificación de los riesgos y la adecuada implementación de acciones que mitiguen su impacto y probabilidad de ocurrencia.
- Promover y desarrollar la cultura de gestión de riesgos a todos los niveles de la organización.
- Garantizar la continuidad del negocio mediante la gestión de riesgos.
- Velar para que se identifiquen, se evalúen y se mitiguen los riesgos en la toma de decisiones de los proyectos de inversión.
- Velar por la protección de los recursos y la reputación de la empresa, así como de las filiales que conforman el Grupo.

Las responsabilidades que tiene la Política de Riesgos son las siguientes:

- Informar por parte de todos los colaboradores a las partes involucradas y a la Gerencia de Riesgos y Seguros, todos los casos en los cuales se haya presentado una materialización de riesgos corporativos, con el fin de dar a estos un tratamiento oportuno.
- El Vicepresidente Financiero del GEB con la iniciativa y apoyo del Gerente de Riesgos y Seguros, es responsable de la formulación, revisión y actualización de la Política de Gestión de Riesgos.
- La Vicepresidencia Financiera es responsable de dar asesoría y apoyo a las distintas áreas del GEB, así como a las filiales que conforman el grupo, para la implementación de esta política.
- La Vicepresidencia Financiera es responsable del mantenimiento de las coberturas de riesgos mediante colocación oportuna de seguros para los activos, operaciones y personas donde el grupo tiene presencia, así como de las filiales, según corresponda.

La matriz de riesgos que tiene la compañía evalúa la probabilidad versus el impacto, la probabilidad y el impacto está divididas en: Muy Bajo, Bajo, Medio, Alto y Muy Alto.

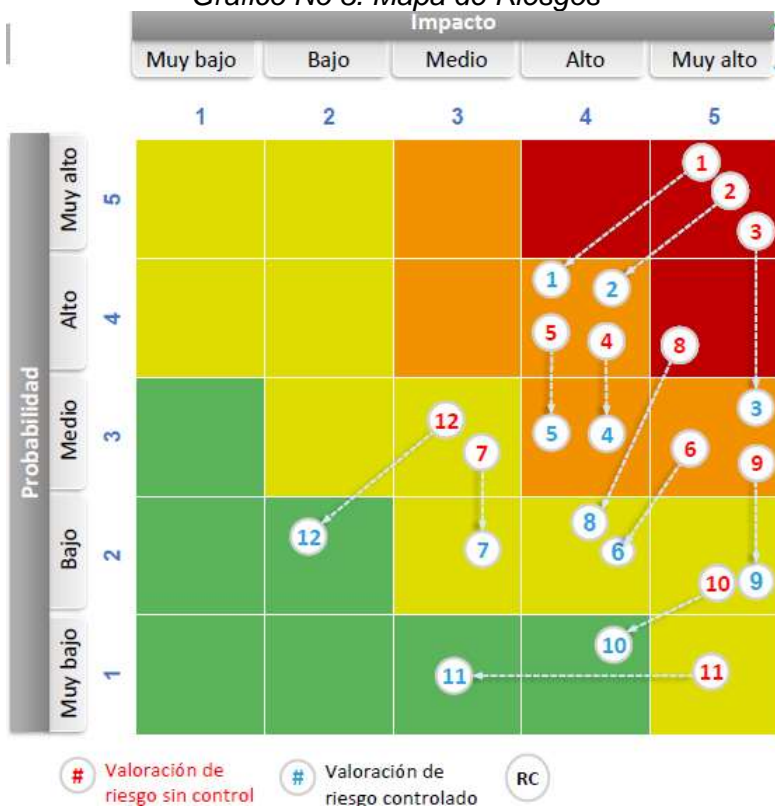
Los riesgos más relevantes que tiene la compañía son los siguientes:

- Cambios normativos desfavorables a los intereses de la compañía.
- Riesgo de no aceptación social y ambiental (comunidades, autoridades, entre otros)
- Accidentes laborales en actividades de desarrollo, operación y mantenimiento de proyectos de transmisión.

En el gráfico No. 3 se puede observar el mapa de riesgos inherentes y residuales del Grupo.

El Grupo cuenta con una estructura de Gobierno de riesgos, con la cual definió las responsabilidades para realizar la gestión integral de riesgos (Gráfico No.4)

Gráfico No 3. Mapa de Riesgos



Fuente: Grupo Energía de Bogotá

Gráfico No 4. Estructura de Gobierno de Riesgos



Fuente: Grupo Energía de Bogotá

El GEB adoptó en junio de 2017, la Política de Control Interno y Prevención del Fraude y la Corrupción. Todas las empresas que conforman el Grupo realizaron la adopción y mantenimiento de un Sistema de Control Interno que permita el logro de los objetivos,

gestión y resultados de las empresas que conforman el GEB, mediante la implementación de normas y procedimientos dirigidos al cumplimiento de dicha labor.

La estructura de Control Interno sigue los lineamientos del Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway “COSO”, como también se basa en el modelo Tres Líneas de Defensa, según el estándar impulsado por el European Confederation of Institutes on Internal Auditing (ECIIA), con las cuales se definen las siguientes tres líneas:

- Control de la alta dirección mediante de los dueños de los procesos.
- Supervisión y Monitoreo.
- Aseguramiento de independencia para el desarrollo de sus funciones de auditoría interna.

En el segundo semestre del año 2017, se avanzó en el fortalecimiento de la Arquitectura de Control del GEB, considerando:

- Aprobación de la nueva estructura de organización que incluye la vinculación del Auditor General del Grupo y un Director de Cumplimiento.
- Aprobación del Acuerdo de Grupo Empresarial que contempla la definición de arquitectura de control para el GEB y su relacionamiento con las filiales.

Auditoría Interna desarrolló un plan de mejora al Sistema de Control Interno:

Tabla No 8. Mejoramiento Sistema de Control Interno

Actividad	Plan de Acción
Auditorías Internas	Auditoría Interna definió un Plan Anual de Auditorías, en el año 2017 se realizaron 22 auditorías, arrojando como resultado la suscripción de 26 planes de acción.
Evaluación de Controles de Información Financiera	Auditoría Interna realizó el testeo de las matrices de riesgos y controles, evaluando 155 controles asociados a riesgos financieros y de fraude.
Entrenamientos	Auditoría Interna realizó entrenamientos dirigidos a todo el personal del GEB, colaboradores, contratistas, proveedores y accionistas, en temas relacionados con prevención de Fraude y Corrupción, Canal Ético, Código de Ética, Conflictos de Interés y prevención de Lavado de Activos y Financiación de Terrorismo.
Validación en Listas Restrictivas	Auditoría Interna realizó cerca de 23 mil validaciones en listas restrictivas para las personas naturales y jurídicas que mantienen relaciones comerciales con el GEB.
Campañas de comunicación interna	Auditoría Interna a través de los medios de comunicación internos (blog interno, pantallas de televisión en los pasillos, correos y seminarios), se socializaron contenidos relacionados con Manual SIPLA, Comunicado listas restrictivas, Ética y Transparencia, Canal Ético y Código de Ética
Diagnóstico Programa de Cumplimiento Antifraude y Anticorrupción	Auditoría Interna desarrolló un diagnóstico al Programa de Cumplimiento Antifraude y Anticorrupción. Identificando oportunidades de mejora para el fortalecimiento del programa
Auditoría Externa de Gestión y Resultados	Auditoría Interna durante el año 2017 gestionó la contratación de la firma Gestión y Auditoría Especializada Ltda. como Auditor Externo de Gestión y Resultados.

Fuente: Grupo Energía de Bogotá

El Grupo cuenta con un Plan de Continuidad del Negocio que abarca diferentes procesos, tales como: Operación y Mantenimiento, Ejecución de Proyectos, Tecnología y Seguridad de la información, Riesgos y Seguros, Abastecimiento, Seguridad Física y Tesorería. Los procesos mencionados anteriormente cuentan con estrategias definidas que permiten al GEB responder ante incidentes y mantener de manera sostenible los niveles de disponibilidad exigidos por la regulación para garantizar la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica. Los objetivos más relevantes del Plan de Continuidad del Negocio son:

- Maximizar la efectividad de las operaciones en contingencia.
- Definir las actividades, recursos mínimos y procedimientos necesarios para restaurar la operación normal en caso de presentarse una situación de emergencia.
- Asignar roles y responsabilidades a los equipos de recuperación.

El Plan de Continuidad del Negocio está dividido en cinco fases, cada una de esta tiene sus respectivas actividades, las cuales son aplicadas a través de las diferentes estrategias que tiene el Grupo para garantizar la prestación del servicio.

Gráfico No 5. Fases del Plan de Continuidad



Fuente: Grupo Energía de Bogotá

Es de anotar que la empresa cuenta con lineamientos para la gestión de seguros en el Grupo y sus filiales, como consta en los Anexos 1 y 2 de la Decisión de Presidencia No. 017. El Grupo entregó la matriz de eventos que han sido determinados como siniestros y que fueron pagados en su mayoría por la compañía de seguros.

En la visita realizada el jueves 16 de agosto del 2018, el Grupo informó que se presentaron durante el año 2017 cinco fatalidades, motivo por el cual este riesgo pasa a ser estratégico para el año 2018. En los archivos³ entregados por el Grupo, se realiza la descripción de: cada evento, que no se hizo bien y como se debió hacer.

El Grupo cuenta con el registro de eventos por accidentes de personal que se presentó durante el periodo comprendido entre enero de 2016 y julio de 2018, realizando una descripción del accidente, la incapacidad, causas identificadas en la investigación, plan de acción.

2.4. Normas Internacionales de Auditoría (NIA)

Análisis de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados -AEGR- del año 2017.

Con el fin de analizar las alertas dadas por la empresa de AEGR Gestión y Auditoría Especializada Ltda. durante el año 2017 respecto a la situación de la empresa Grupo Energía Bogotá S.A. ESP., a continuación, se presentan las conclusiones que se consideran más relevantes.

³ Archivo "Lecciones aprendidas accidente mantenimiento"
Archivo "Lecciones aprendidas accidente Py Armenia_Vol.rev litigios"
Archivo "Lecciones aprendidas accidente Py Cartagena-ec"

Se analizó la información registrada en el Sistema Único de Información-SUI-, del año 2017, en aras de hacer vigilancia a la E.S.P. y al Auditor Externo de Gestión y Resultados -AEGR-, en cuanto al cumplimiento de los objetivos estipulados en la Resolución SSPD No. 20061300012295 de 2006, en relación a la debida evaluación de la gestión del prestador; de acuerdo con los criterios, metodologías, indicadores, parámetros y modelos que definan las comisiones y los requerimientos de esta Superintendencia, así como verificar, identificar, conceptuar y/o recomendar medidas correctivas, preventivas o de mejora.

En el informe presentado por el AEGR, no se evidencia falta de capacidades y habilidades, concernientes con su independencia de criterio, objetividad imparcial en su actuación profesional, en la ejecución de su labor. La elaboración del informe se ciñe en todas las fases de la auditoria, a la normatividad vigente. Así mismo, el AEGR reporta información sobre la arquitectura organizacional y viabilidad financiera de la empresa, incluyendo dentro de este, el cálculo de los indicadores y referentes de la evaluación de gestión.

Reporta además acerca de la calidad de la información cargada por GEB al SUI, el análisis y evaluación de puntos específicos y la concerniente encuesta de control interno. La AEGR realizó la encuesta de control interno, donde se verificó que en el sistema de control interno de la E.S.P, se contara con los controles necesarios para la revisión y actualización de los procesos, la adecuada segregación de funciones y la existencia de mecanismos, para verificación de los riesgos y su traslado en cada caso. Lo anterior se cumplió, teniendo en cuenta la nueva estrategia de operación, en aspectos como: monitoreo, proyecciones de ingresos, identificación de riesgos de distintos ámbitos como legales, regulatorios, de liquidez.

Con base en su actual matriz de riesgos, la empresa encamina sus esfuerzos a consolidar un área específica a esta labor, en búsqueda de la certificación de calidad, en la cual no ha dejado de lado el trabajo mancomunado de la parte socio ambiental, planes de mejoramiento, y distintos comités que buscan el mejoramiento continuo de la entidad, hechos que de una u otra forma el AEGR Gestión y Auditoria Especializada LTDA., comenta en su informe.

El AEGR presenta en el informe los principales cambios estatutarios, los cuales consisten en:

- Se adicionó el objeto social del GEB (antes EEB S.A. ESP) en el sentido de incluir explícitamente que la Empresa podrá gerenciar programas de enajenación de acciones de la Sociedad.
- Se efectuaron modificaciones a algunas de las funciones de la Junta Directiva, referentes a: la revisión de las proyecciones financieras; la aprobación del presupuesto anual para la planta de personal; la posibilidad de llevar a cabo sesiones conjuntas de Junta Directiva o Comités de Junta del GEB y sus filiales; la designación de representantes legales de la Compañía para asuntos judiciales; la ampliación de los plazos para la convocatoria a las Asambleas Generales de Accionistas; la inclusión en los Estatutos Sociales del derecho de los accionistas a acceder a información adicional a la documentación pública facilitada por la sociedad sobre el orden del día de la Asamblea General de Accionistas; y la aprobación de la Política de sucesión de la Alta Gerencia, Política de Riesgos, Política de Recompra de Acciones Propias; la constitución o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos

fiscales. Igualmente, la aprobación por parte de la Asamblea General de Accionistas de la Política de Sucesión y Nominación de la Junta Directiva.

- Se modificó el Reglamento de la Asamblea General de Accionistas, con el fin de implementar algunas de las recomendaciones de la Circular 028 de 2014⁴ de la Superintendencia Financiera.
- La previsión para la creación de una Sucursal que tenga a su cargo el negocio de transmisión de energía eléctrica de GEB.

De acuerdo con el AEGR, la Empresa efectuó el cambio de marca a Grupo Energía Bogotá S.A. ESP., GEB aprobó la creación de una Sucursal que tendrá a su cargo el negocio de transmisión de energía eléctrica del Grupo Energía Bogotá S.A. ESP.; definió el modelo de intervención y suscribió el Acuerdo de Grupo Empresarial con sus filiales Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P (TGI); CONTUGAS S.A.C.; Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. (Trecsa); EEB Ingeniería y Servicios Perú S.A.C.(EEBIS); GEBBRAS PARTICIPACONES LTDA (GEBBRAS); y su subordinada Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálida).

El GEB como matriz, está organizada por Grupos Estratégicos de Negocios – GEN´s. Como matriz, ejerce su rol de controlador estratégico, establece los lineamientos y políticas respecto de temas significativos que permitan el direccionamiento cohesionado de sus empresas y la unidad de propósito y dirección del grupo. Las empresas, son personas jurídicas independientes con estructuras de administración y gobierno separadas que se interrelacionan con la matriz y los grupos estratégicos. En definitiva, en cuanto hace referencia a la Arquitectura Organizacional, durante el año 2017 la Empresa adoptó cambios organizacionales que contribuyen a la consolidación como grupo empresarial.

Informa el AEGR que de acuerdo con las pruebas de auditoria realizadas:

“observamos que las actuaciones de la Empresa han sido concordantes con su objeto social, sus organismos de dirección, administración y fiscalización han actuado de acuerdo con las responsabilidades otorgadas.”.

Control Interno.

Para este tema y como lo establece la Resolución 12295 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, se “deberá realizar un diagnóstico que determine el estado general y grado de desarrollo del sistema de control interno y de los elementos que lo conforman como instrumento de control empresarial.” El marco conceptual del control interno de GEB corresponde al modelo COSO⁵, sobre el cual la AEGR realiza el diagnóstico del Sistema de Control Interno - SCI a nivel de cada componente.

Con motivo del cambio en su razón social a Grupo Energía Bogotá S.A. ESP, la Junta Directiva en octubre de 2017, autorizó ajustar los siguientes documentos: Código de gobierno corporativo, acuerdo de grupo empresarial, el manual de contratación de la

⁴ En la cual se establece aspectos como; la ampliación de los plazos de convocatoria en las sesiones ordinarias de 15 días hábiles a 30 días comunes y en las extraordinarias de 5 días comunes a 15 días, el derecho de los accionistas a acceder a la información sobre el orden del día de la Asamblea y solicitar información adicional, la previsión de que los miembros de la Junta Directiva, así como el Presidente de la Sociedad, asistan a la sesión ordinaria de la Asamblea para responder a las inquietudes de los accionistas sobre los temas de su incumbencia, Se incluyó la función de la Asamblea General de Accionistas respecto de aprobar la Política de Sucesión y Nominación de la Junta Directiva.

⁵ COSO (COMMITTEE OF SPONSORING ORGANIZATIONS). es una organización privada y voluntaria conformada en el año 1985 integrada por las siguientes instituciones: American Accounting Association, American Institute of CPAs, Financial Executives International, The Association for Accountants and Financial Professionals in Business, y el Institute of Internal Auditors, que se dedica a guiar a la administración ejecutiva y a los participantes del Gobierno de las empresas a lograr el establecimiento de operaciones de negocios más efectivas, eficientes y éticas

empresa, todas las políticas corporativas, el reglamento de la Junta Directiva y todos los comités.

Dentro de los riesgos identificados para GEB y la unidad de negocio de Transmisión se cuenta con riesgos de mercado, liquidez, crediticio y operativo. Algunos de ellos son:

- Cambios normativos, regulatorios y/o tributarios.
- Inadecuada estructuración de la deuda
- Participar en inversiones no estratégicas
- Riesgo de aceptación social y ambiental (comunidades, autoridades, y otros)
- No contar con el capital humano idóneo y motivado para lograr la estrategia.
- Vulnerabilidad en la seguridad e integridad de los sistemas y de la información

Tratamiento del riesgo.

En el informe del AEGR se informa que en 2017 se materializó el riesgo de No Continuidad del Negocio, (Evento de fuerza mayor), con la Avalancha Mocoa, ante la cual se tomaron las acciones definidas tales como la activación de un plan de acción que permitió colaborar para el restablecimiento provisional del servicio en el departamento del Putumayo y el municipio de Mocoa. Actividad en la que participó el Gobierno Nacional, el Ministerio de Minas y Energía y diferentes empresas del sector y la Gestión de recuperación de la pérdida vía seguros, entre otros

Análisis de Aspectos Técnicos.

El AEGR hace un análisis puntual en cuanto al mantenimiento de las subestaciones de potencia de GEB, la cual contiene la atención de todos los equipos de potencia, medida, control, comunicación y protección de todas las subestaciones de potencia de la compañía. Adicionalmente se realizan todas las labores de mantenimiento relacionadas con el sistema SCADA.

GEB realiza seguimiento y control a las labores desarrolladas por el contratista. En este sentido, el GEB lleva seguimiento al indicador de Calidad del Servicio de Mantenimiento – ICSM de forma mensual. Este indicador involucra la gestión frente a disponibilidad de activos, tiempo de reposición de fallas, cumplimiento del plan de mantenimiento definido por el GEB, cumplimiento del plan de calidad y HSE. El indicador en mención tuvo un valor de 99,87% de promedio en el 2017, mientras en el 2016 de 100%.

De acuerdo con la información recopilada, el plan de mantenimiento con base de avisos de mantenimiento para el 2017 fue del 90%. En total fueron 1.812 avisos de mantenimiento, donde se ejecutaron y cerraron 594 avisos de mantenimiento correctivos, preventivos y predictivos, 181 avisos quedaron abiertos y 1.037 avisos al 31 de diciembre quedaron en tratamiento. En cuanto a labores realizadas, el 17% correspondieron a mantenimientos correctivos, el 14% a mantenimientos predictivos o de inspección, mientras que el 69% correspondió a labores preventivas, predictivas.

Inversión

El informe del AEGR muestra las futuras acciones al respecto, GEB está construyendo 15 proyectos de transmisión de 110kV, 230kV y 500 kV, para los departamentos de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cauca, Cesar, Cundinamarca, Huila, Magdalena,

Meta, Nariño, Putumayo, Quindío, Risaralda, Santander, Tolima y Valle del Cauca.

En ejecución física de los proyectos de expansión adelantados por GEB, se resalta lo siguiente respecto al Proyecto Mocoa, Nueva Subestación Renacer 230kV:

La Alcaldía Municipal expidió el Decreto 151 con el cual modificaron el Decreto 082, exceptuando de la prohibición a las empresas de servicios públicos que deban efectuar la construcción o adecuación en los bienes inmuebles, permitiendo los trabajos al interior de la subestación Junín.

COPORAMAZONIA respondió oficialmente (Julio 2017) a GEB que no realizará modificaciones al principio de precaución indicado en la resolución 447 hasta tanto no se tengan elementos suficientes de certeza técnico – científica.

La Resolución CREG 141 de 2017 emite la ampliación del tiempo para la reposición de los activos afectados por la catástrofe natural de Mocoa a 36 meses desde el 1 de abril de 2017. Se finalizaron las actividades de remoción de escombros que se encontraban en el patio de 230kV de la Subestación Junín. Se Incluyó a Mocoa (configuración doble Barra) dentro del nuevo plan de Expansión UPME 2018, con fecha oficial de puesta en operación 30/03/2020. Se avanzó en la ejecución de los contratos de AF, y diseño detallado de líneas para la reconstrucción del tramo afectado de la línea Mocoa-Jamondino.

De igual forma, conceptúa el AEGR cómo el GEB ha venido realizando labores de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo en aras de mantener en óptimas condiciones la infraestructura eléctrica. Para ejecutar las labores de mantenimiento, el GEB cuenta con contratistas especializados que realizan varias de estas labores. El seguimiento a estos contratistas se realiza a través de indicadores de cumplimiento definidos contractualmente.

Calificación del Riesgo Crediticio

El AEGR informa que las calificaciones de riesgo son estimaciones cualitativas sobre la capacidad que tiene una empresa para cumplir con sus obligaciones, utilizando modelos de calificación que tiene en cuenta variables regulatorias, económicas, demográficas y financieras de la Empresa. De este modo, por medio de modelos predictivos y analizado el entorno en el que GEB desarrolla su actividad, las empresas Moody's Investor Service, Fitch Ratings y Standard & Poor's mantuvieron la calificación, así:

- En el informe de calificación Moody's Investor, mantuvo la calificación Baa2 de GEB, y la perspectiva estable de la compañía, según el informe, GEB mantuvo su calificación debido a su buen manejo de la deuda y una política de dividendos razonable y sostenible entre otros aspectos.
- Por su parte Fitch Ratings International, mantuvo la calificación en BBB, informa que el desempeño financiero de GEB, ha sido sólido en relación con su estabilidad de generación de flujo de caja, su posición de negocios fuerte, su posición de liquidez sólida, y la expectativa de apalancamiento en línea con la categoría de calificación. Fitch Ratings International confirmó la calificación nacional a largo plazo de GEB S.A. y la emisión de bonos locales en 'AAA (col).
- La calificadora Standard & Poor's, ratificó la calificación crediticia (BBB-) de la deuda corporativa del Grupo Energía Bogotá S.A. ESP y subsidiarias, nota que corresponde a grado de inversión. Adicionalmente mejoró sus perspectivas de negativo a estable. El desempeño financiero de GEB ha sido sólido en relación

con las expectativas correspondientes a un flujo de dividendos normalizado, reducción de deuda y un peso colombiano más fuerte.

Conclusiones de los análisis a los estados financieros al 31 de diciembre de 2017.

El informe de la AEGR, concluye de la siguiente manera:

“(...) Una vez terminado el análisis de los estados financieros comparativos 2016 y 2017 del Grupo Energía Bogotá S.A. ESP - GEB., observamos una posición financiera estable y sostenida para dichos periodos, tanto ingresos como costos y gastos presentaron variaciones directamente proporcionales, no se observa variación irregular que genere preocupación sobre su continuidad futura como negocio en marcha.

A continuación, presentamos las conclusiones de este análisis:

De acuerdo al análisis de la gestión financiera, se puede concluir que la situación financiera de GEB es saludable y sólida, sus ingresos le permiten consolidar su crecimiento y cumplir con sus deudas con los terceros, lo que le permite asumir nuevas oportunidades de negocio y forjar una posición dominante en el sector energético.

De acuerdo al análisis efectuado, no se evidenció un deterioro y/o pérdida de la capacidad financiera de la Empresa que comprometa los recursos y/o la continuidad de la operación normal de GEB.

En cuanto a la calificación de las obligaciones a largo plazo de GEB, las calificadoras de riesgo Moody's y Standard & Poor, empresas calificadoras internacionales mantuvieron su calificación. Fitch mantuvo en BBB con panorama estable, la calificación, Standard & Poor mantuvo la calificación BBB- con panorama negativo y Moody's, por su parte, mantuvo la calificación Baa2 con panorama estable. (...)”.

Causal de disolución

La compañía actualmente no presenta causal de disolución. El resultado del trabajo de AEGR, una vez analizados los resultados de los indicadores de Gestión de la Unidad de Transmisión de Energía concluye lo siguiente:

“(...) Los resultados de los indicadores de gestión de la Unidad de Transmisión de Energía de GEB permiten concluir que la compañía no presenta inconvenientes financieros y económicos que hagan suponer que la compañía pueda tener problemas de viabilidad financiera o que pueda incumplir sus obligaciones con los grupos de interés.

En el análisis de los indicadores de la Unidad de Transmisión de Energía GEB a 31 de diciembre de 2017, no encontramos evidencia que nos indiquen desviaciones en el cumplimiento de las políticas y procedimientos establecidos por la empresa para el normal desarrollo de sus actividades. La empresa cuenta con las herramientas y el conocimiento suficiente del mercado y el negocio, que le han permitido programar todas sus actividades y los flujos de efectivo con el fin de garantizar la liquidez y la cancelación de todas las obligaciones generadas por su operación.

Se concluye que la Unidad de Transmisión de Energía de GEB es viable, con adecuados índices de rentabilidad y solvencia, cuyo conocimiento del negocio de energía le permite administrar eficientemente su liquidez. (...)”.

Hipótesis de Negocio en Marcha

Los Estados Financieros entregados por GEB a la AEGR, se encuentran certificados por el Representante Legal, dictaminados por la Revisoría Fiscal y aprobados por la Asamblea General de Accionistas. De acuerdo con las notas a los Estados Financieros, se observa que la compañía prepara sus estados financieros de conformidad con la Resolución 743 de 2013 y sus modificaciones de la Contaduría

General de la Nación aplica las disposiciones vigentes emitidas por la Ley 1314 del 13 de julio de 2009, reglamentada por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2016, las modificaciones del Decreto 2496 de 2016 y considerando las modificaciones del Decreto 2131 de 2017, prepara sus estados financieros de conformidad con normas de contabilidad. El AEGR, asegura que la E.S.P.:

“(...) prepara sus estados financieros de conformidad con normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia – NCIF, las interpretaciones de las SIC, las interpretaciones CINIF y el marco conceptual para la información financiera, aplicables, emitidas y aprobadas por el Concejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés) que fueron publicadas en español por dicho organismo en agosto de 2013

El Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P ha preparado los Estados Financieros de propósito general siguiendo el principio de negocio en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NCIF, de aquellos activos y aquellos pasivos que se registran a valor razonable.

Aunque la emisión de una conclusión o informe sobre negocio en marcha preparada por la Revisoría Fiscal del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. como auditores financieros, no está vigente en Colombia para el periodo con corte a diciembre 31 de 2017, la utilización las NCIF y la falta de revelaciones sobre otras hipótesis en la preparación de los Estados financieros, indica que para el Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. los Estados Financieros con corte a diciembre 31 de 2017 fueron preparados con base en la hipótesis de negocio en marcha.

En los Estados Financieros del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. a 31 de diciembre de 2017, no existen revelaciones sobre eventos que afecten la continuidad de las operaciones en el futuro previsible y la organización mantiene la capacidad operativa y financiera para generar flujos futuros y acumular capital. (...)”.

Indicadores y Referentes de gestión financiera.

Con base en la aplicación de los procedimientos de auditoría, una vez analizados los resultados de los indicadores de Gestión concluyen así:

“(...) a) La unidad de transmisión de energía del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. a 31 de diciembre de 2017, presenta resultados favorables en los indicadores financieros que se establece por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

b) La empresa cuenta con las herramientas y el conocimiento suficiente del mercado y el negocio, que le han permitido programar todas sus actividades y los flujos de efectivo con el fin de garantizar la liquidez y la cancelación de todas las obligaciones generadas por su operación.

c) Se concluye que el Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. es una empresa viable, con adecuados índices de rentabilidad y solvencia, cuyo conocimiento del negocio de energía le permite administrar eficientemente su liquidez (...)”.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1. Descripción de la infraestructura

En relación con el negocio de la transmisión de energía eléctrica, GEB es actualmente la segunda empresa en participación en el servicio público de transmisión de electricidad en Colombia, con un porcentaje de participación en el mercado del 15,2%.

A continuación, se muestra la infraestructura de líneas de transmisión actualmente en operación y a cargo del GEB:

Tabla No 9. Líneas de Transmisión

	Longitud (km)	Longitud (%)
TRANSMISIÓN 220 kV	20.00	0.75
TRANSMISIÓN 230 kV	1,513.58	15.09

Fuente: Grupo Energía de Bogotá

El GEB cuenta con activos en 18 subestaciones de acuerdo con la siguiente distribución geográfica:

Zona Centro:

1. Subestación Eléctrica Balsillas
2. Subestación Eléctrica Circo
3. Subestación Eléctrica Guavio
4. Subestación Eléctrica La Guaca
5. Subestación Eléctrica La Mesa
6. Subestación Eléctrica Noroeste
7. Subestación Eléctrica Paraíso
8. Subestación Eléctrica San Mateo
9. Subestación Eléctrica Tunal

Zona Norte:

10. Subestación Eléctrica Rio Córdoba 110kv
11. Subestación Eléctrica Rio Córdoba 220kv
12. Subestación Eléctrica Termocandelaria

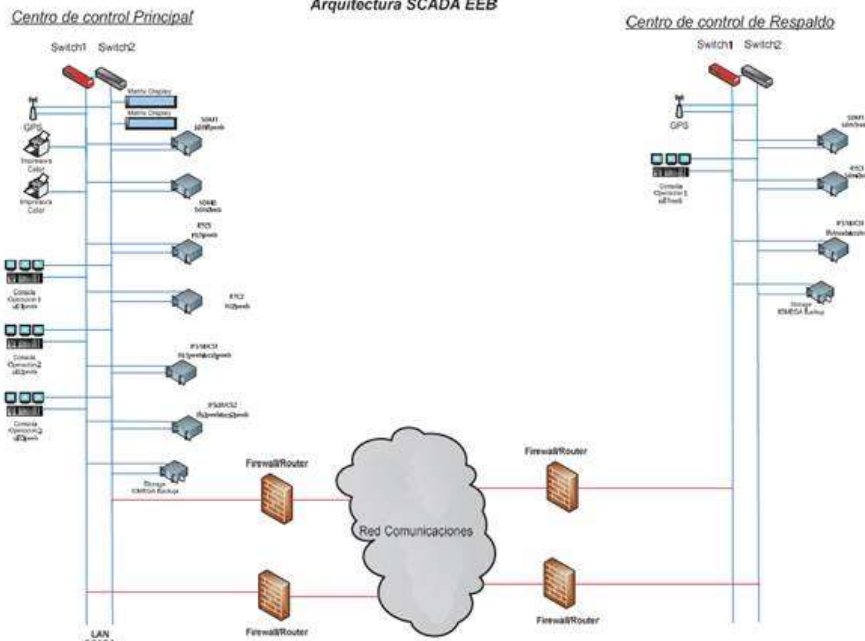
Zona Sur

13. Subestación Eléctrica Alférez
14. Subestación Eléctrica Altamira
15. Subestación Eléctrica Betania
16. Subestación Eléctrica Jamondino
17. Subestación Eléctrica San Bernardino
18. Subestación Eléctrica Tesalia

El GEB supervisa y controla sus activos en el país a través de un centro de control principal y un centro de control de respaldo ambos localizados en la ciudad de Bogotá. Cada uno de los centros de control cuenta con 3 consolas, las cuales pueden ser habilitadas para ser utilizadas como consolas de operación, consolas de prueba, mantenimiento de datos e ingeniería indistintamente. Desde estas consolas se realizan todas las operaciones del sistema SCADA con el proceso y hacer el mantenimiento de la base de datos y de todo el sistema.

El centro de control permite ejecutar el procesamiento de datos en tiempo real tanto análogos como digitales, Sistema de Información Histórica HIS para el almacenamiento, archivo y subsecuente reconstrucción de los datos del proceso. Adicionalmente cuenta con un subsistema de comunicaciones, incluyendo por una parte las conexiones ICCP con otros centros de control, y por otra las funciones del subsistema de *Front-End* para la conexión con las Unidades Terminales Remotas de Subestaciones de diferentes fabricantes al Sistema de Control utilizando diferentes protocolos.

Gráfico No 6. Arquitectura SCADA
Arquitectura SCADA EEB



Fuente: Grupo Energía de Bogotá

El sistema SCADA está estructurado con equipos SUN MICROSYSTEMS, sistema operativo UNIX y la última versión del sistema de control SINAUT SPECTRUM.

3.2. Mantenimiento de activos

El GEB cuenta dentro de su área de mantenimiento con responsables para el mantenimiento de líneas, subestaciones y reacondicionamiento, responsables de las actividades propias de la ingeniería de mantenimiento y la supervisión de todas las actividades realizadas por terceros. La estrategia frente a las labores de mantenimiento se encuentra basada en la confiabilidad –RCM, donde la planeación, programación y análisis es realizado por personal propio del GEB. Dentro de la estrategia definida, se plantea la frecuencia y actividades de acuerdo con la identificación previa de las necesidades de cada uno de las estructuras y equipos asociados, a través de la identificación de los modos de falla y validación de riesgos. La empresa cuenta con contratos de mantenimiento para líneas y un contrato para subestaciones. El contratista encargado de servicios de operación y mantenimiento en la infraestructura de subestaciones es a la vez el encargado del mantenimiento reacondicionamiento y atención de emergencias, así mismo se ha contratado servicio de lavado en caliente y adecuación de infraestructura.

Para la gestión y ejecución de la estrategia de mantenimiento definida por el GEB, se tienen implementados procedimientos que describen y permiten guardar registros sobre todas las etapas en la ejecución de un mantenimiento, estos procedimientos, a su vez tienen como base la regulación vigente (Resolución CREG 093 de 2011, entre otras), los acuerdos operativos del Consejo Nacional de Operación y la normativa relacionada con seguridad y salud en el trabajo. Como soporte para la gestión de la información se cuenta con el software SAP y simultáneamente las herramientas desarrolladas y administradas por Centro Nacional de Despacho.

A continuación, se presenta el consolidado de mantenimientos (consignaciones) ejecutados por el GEB durante el año 2017 sobre los activos de transmisión que tiene a su cargo.

Tabla No 10. Mantenimientos

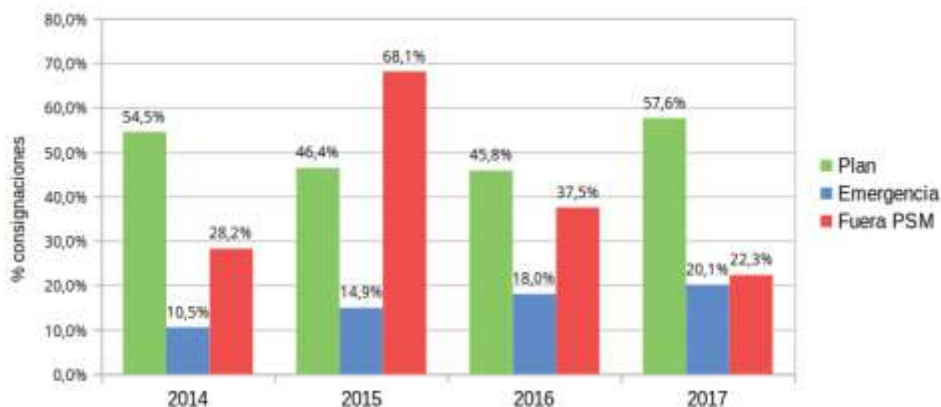
Año	Total	Origen de consignación					Tipo de consignación		
		Normal	Expansión	Mantto mayor	Catástrofes - Terrorismo	CND	Plan	Emergencia	Fuera PSM
2017	323	159	138	16	1	9	186	65	72

Fuente: Grupo Energía de Bogotá

Es de notar el alto número de consignaciones de emergencia y fuera del plan semestral de mantenimiento (PSM), las cuales corresponden al 73,66% del total de consignaciones ejecutadas. De acuerdo con el procedimiento establecido por el Centro Nacional de Despacho, las consignaciones de emergencia corresponden al procedimiento mediante el cual se autoriza la realización inmediata del mantenimiento de un equipo, de una instalación o de parte de ella, cuando el estado del mismo pone en peligro la seguridad de personas, del equipo o de la instalación, no pudiéndose cumplir con el procedimiento de programación del mantenimiento respectivo.

Las consignaciones de emergencia solicitadas por el GEB en 2017 corresponden aproximadamente al 35% del total de las consignaciones solicitadas, al analizar el número de consignaciones de emergencia durante los últimos 4 años se observa un incremento en el número de consignaciones de emergencia. Igualmente se observa una disminución en el número de consignaciones por fuera del PSM.

Gráfico No 7. Mantenimientos 2014-2017



Fuente: Grupo Energía de Bogotá

Las consignaciones consideradas dentro del plan semestral de mantenimientos PSM: comprenden todos los mantenimientos y/o desconexiones que se ingresan, dentro de los plazos establecidos, al Sistema Nacional de Consignaciones (SNC) administrado por el CND, con el objetivo de garantizar la operación confiable y segura del SIN, de acuerdo con los criterios y parámetros técnicos definidos en el Código de redes y en los acuerdos del CNO. Las fechas definidas por la regulación para la ejecución del PSM son: 1 de abril al 30 de septiembre y 1 de octubre al 31 de marzo de cada año.

3.3. Estado de ejecución de Convocatorias UPME asignadas al GEB

3.3.1. Proyecto UPME-02-2009 (Proyecto Armenia)

El alcance del proyecto consiste en la construcción de la nueva subestación Armenia 230 kV, localizada en el municipio de Armenia (Quindío) y la construcción de 38 kilómetros de líneas de transmisión de 230 kV, correspondientes al tramo Circasia (Quindío) – Santa Rosa de Cabal (Risaralda): línea de transmisión en la que se contempla la instalación de 79 torres.

El proyecto se encuentra en un avance del 98%, la fecha oficial de puesta en operación es el 07 de noviembre de 2018. A la fecha se ha finalizado el montaje de las torres (79 de 79) y el tendido (37km) de la línea de transmisión (exceptuando el tramo comprendido entre las torres 3 y 5), se avanza en obras de protección y en actividades ambientales para cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental. Pendiente un fallo del Consejo de Estado respecto a la medida cautelar en la Torre 4.

3.3.2. Proyecto UPME-05-2009 (Proyecto Tesalia)

El alcance del proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación: Tesalia 230 kV, la ampliación de la subestación Altamira 230 kV, reconfiguración de la línea Betania-Jamondino 230 kV. (Betania – Subestación Tesalia 230 kV – Jamondino), construcción de 50 km de línea de transmisión (S/E Tesalia – Altamira 230kV) desde el municipio de Tesalia – Huila hasta el municipio de Altamira - Huila, construcción de 200,5 km de línea de transmisión (S/E Tesalia – Alférez 230kV) desde el municipio de Tesalia - Huila hasta el municipio de Santiago de Cali – Valle del Cauca.

El proyecto presenta un avance del 91%, la fecha oficial de puesta en operación es el 23 de agosto de 2018, sin embargo, el 26 de junio 2018 el GEB radicó la solicitud de prórroga ante el Ministerio de Minas y Energía para posponer la fecha de puesta en operación hasta el 9 de abril de 2019.

3.3.3. Proyecto UPME-03-2010 (Proyecto Norte)

El alcance del proyecto abarca la construcción de dos nuevas subestaciones: NORTE: Municipio de Gachancipá (Cundinamarca), CHIVOR II: Municipio de San Luis de Gaceno (Boyacá) y la ampliación de la subestación existente BACATÁ: Municipio de Tenjo (Cundinamarca), construcción de 162 kilómetros de líneas de transmisión de 230 kV, tramo 1: Chivor II – Norte: 58 km, tramo 2: Norte – Bacatá: 104 km

El proyecto se encuentra en un avance del 57,0%, la fecha oficial de puesta en operación es el 14 de agosto de 2018. Sin embargo, se radicó la solicitud de prórroga ante el Ministerio de Minas y Energía, con fecha esperada de entrada en operación hasta el 12 de abril de 2019.

3.3.4. Proyecto UPME-01-2013 (Proyecto Sogamoso)

El alcance del proyecto abarca el diseño, adquisición de suministros, construcción, pruebas, y puesta en servicio, operación y mantenimiento de las siguientes obras, acorde a los Documentos de Selección de la Convocatoria UPME 01-2013:

- a) Obras en subestaciones:
- Subestación Sogamoso 500 kV
 - Subestación Norte 500 kV

- Ampliación Subestación Nueva Esperanza 500 kV
- Ampliación Subestación Norte 230 kV

b) Líneas de Transmisión:

- Construcción de una línea en circuito sencillo 500 kV, desde la Subestación Sogamoso 500 kV hasta la Subestación Norte 500 kV, con una longitud aproximada de 247 km.
- Construcción de una línea en circuito sencillo 500 kV, desde la Subestación Norte 500 kV hasta la Subestación Nueva Esperanza 500 kV, con una longitud aproximada de 135 km.

La fecha oficial de puesta en operación es el 08 de mayo de 2019, a la fecha no se han iniciado las obras civiles de líneas ni obras civiles en las subestaciones, ni la construcción y montaje, dado que aún no se cuenta con Licencia Ambiental. Los diseños de líneas de transmisión se encuentran en un 100%,

3.3.5. Proyecto UPME-04-2014 (Proyecto Refuerzo Suroccidental)

El alcance del proyecto abarca la construcción de una nueva subestación: Alférez 500 kV en el municipio de Cali (Valle del Cauca), la ampliación de 4 subestaciones existentes: Medellín 500 kV en el municipio de Heliconia (Antioquia), La Virginia 500 kV en el municipio de Pereira (Risaralda), Alférez 230 kV en el municipio de Cali (Valle del Cauca) y San Marcos 500 kV en el municipio de Yumbo (Valle del Cauca), además la construcción de 421 kilómetros de líneas de transmisión de 500 kV y 1,4 kilómetros de líneas de transmisión de 230 kV: Tramo 1: Medellín – La Virginia 179 km, Tramo 2: La Virginia – Alférez 205 km, Tramo 3: Alférez – San Marcos 37km y la conexión Juanchito Pance 230 kV: 1,4 km

El proyecto se encuentra en un avance del 42,3%, la fecha oficial de puesta en operación es el 30 de septiembre de 2018; sin embargo, se radicó la solicitud de prórroga con fecha de puesta en operación de 20 de noviembre de 2020. El proyecto no ha iniciado construcción de las líneas de transmisión toda vez que aún no se cuenta con la licencia ambiental para ninguno de los tramos. En lo referente a las subestaciones actualmente la SE Alférez 230 kV se encuentra en construcción y para las subestaciones restantes, se radicó ante la ANLA documentos de cambio menor a las licencias ambientales de ISA.

3.3.6. Proyecto UPME-01-2014 (Proyecto La Loma 500 KV)

Subestaciones: Construcción de la nueva S/E La Loma 500 kV, con una entrada y una salida de líneas.

Líneas de transmisión de energía: Construcción de dos líneas circuito sencillo 500 kV desde la nueva S/E la Loma 500 kV hasta conectar con la línea existente Copey-Ocaña, con una longitud de 350 metros aproximadamente cada una.

El proyecto se encuentra en un avance del 70,3%, La fecha oficial de puesta en operación es el 31 de diciembre de 2018. El proyecto se encuentra en etapa de construcción de las obras de la subestación.

3.3.7. Proyecto UPME-STR-13-2015 (Proyecto La Loma 110 KV)

El alcance de este proyecto son los estudios, diseño y adquisición de suministros, construcción, operación y mantenimiento S/E La Loma 110kV y las líneas de transmisión El Paso – La Loma y La Loma – La Jagua, la construcción de una nueva

subestación: Subestación La Loma 110 kV en el municipio La Loma-César y la construcción de 70 km de líneas de transmisión de 110 kV desde la subestación El Paso a la S/E La Loma y desde la S/E La Loma hasta la subestación La Jagua.

Actualmente el proyecto presenta un avance del 46%, la fecha oficial de puesta en operación es el 30 de septiembre de 2020.

3.3.8. Proyecto UPME STR-05-2017 (Proyecto Altamira STR)

El alcance del proyecto consiste en la instalación de un segundo banco de transformación 230/115 kV de 150 MVA y ampliación de las subestaciones existentes:

- 1 bahía de 230 kV S/E Altamira Municipio de Altamira (Huila)
- 1 bahía de 115 kV S/E Altamira propiedad de Electrohuila

El proyecto se encuentra en un avance del 25.7%, la fecha oficial de puesta en operación es el 31 de marzo de 2019.

3.3.9. Proyecto UPME-06-2017 (Proyecto Colectora)

Realizar la puesta en servicio de la subestación Colectora 500 kV en el municipio Uribia del departamento de la Guajira, ampliación de las siguientes subestaciones: Cuestecitas 500 kV ubicada en el municipio Albania del departamento de la Guajira y La Loma 500 kV ubicada en el municipio del Paso en el departamento del Cesar, construcción de 470 kilómetros de líneas de transmisión de 500 kV dividida en dos tramos: Tramo 1 Líneas Colectora – Cuestecitas con una longitud aproximada de 110km cada una, Tramo 2 Línea Cuestecitas – La Loma de 250km.

El proyecto se encuentra en un avance del 3,2%. La fecha oficial de puesta en operación es el 30 de noviembre de 2022.

3.4. Calidad del Servicio

La disponibilidad de activos de transporte de energía eléctrica es un indicador del porcentaje de tiempo en que los activos de transmisión se encuentran en servicio o disponibles para el servicio. En este sentido la Resolución CREG 011 de 2009 establece las máximas horas anuales de indisponibilidad permitidas por activo, en una ventana móvil de 12 meses. A continuación, se presenta una estadística de la disponibilidad de los activos a cargo del GEB de acuerdo con las máximas horas acumuladas de indisponibilidad establecidas en la Resolución CREG 011 de 2009.

Indisponibilidad de Activos

En el sistema de transmisión nacional la CREG ha establecido un esquema de calidad del servicio mediante la Resolución CREG 011 de 2009. En esta resolución se establece que para calcular los indicadores de calidad del servicio de transporte de energía se contabiliza el número de horas en las que no es posible usar un activo a cargo de un transmisor para prestar el servicio. Este periodo de tiempo en el cual el activo no presta su servicio se denomina indisponibilidad del activo y se mide en horas. Para cada uno de los activos se contabiliza el número de horas de indisponibilidad durante el último año, igualmente, se tiene un límite de horas en las que una clase de activo (bahía de línea, línea, etc.) puede estar indisponible. A partir de este límite, el transmisor debe compensar por el número de horas de indisponibilidad por encima del límite establecido.

En la tabla que se muestra a continuación se muestra el consolidado de los activos a cargo del GEB por los cuales hubo compensaciones (ver columna HIDA). En total se observa que se trata de seis activos, los límites máximos de indisponibilidad se presentan en la columna MHAIA y el número acumulado de horas de indisponibilidad se presenta en la columna HIDA.

Tabla No 11. Indisponibilidad de activos con corte a 31 de diciembre de 2017

Activo	MHAIA	HIDA
NOROESTE CONDENSADOR PARALELO 01 75 MVAR	14,5	324,7
TUNAL BAHIA COMPENSADOR ESTATICO SVC	15,5	48,9
BL1 GUAVIO A CIRCO 230 kV	14,5	25,6
BL1 PARAISO A NUEVA ESPERANZA 230 kV	14,5	108,7
BL2 TERMOCANDELARIA A TERNERA 230 kV	15	53,3
TESALIA CAMPO M020 230 KV	9,5	11,4

Fuente: Grupo Energía de Bogotá

Se observa que el número de activos por los que tuvo que pagar compensaciones en el 2017 GEB es significativamente bajo, el número total de activos a los que se les contabilizan indicadores de calidad del servicio es 155, es decir, el GEB compensó por el 3.8% de los activos que tiene a cargo.

Las compensaciones de los activos de uso del STN se evalúan con base en lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2009, en donde se presenta la metodología, indicadores y límites para la evaluación de la calidad del servicio aplicable al servicio público de transporte de energía. Durante el año 2017, se aplicaron al GEB compensaciones por valor de \$152.499.182. Con respecto al 2016, el valor compensado disminuyó, ya que, el valor compensado fue de \$ 285.813.193.

Uno de los activos que ha presentado un nivel elevado de horas de indisponibilidad acumulada, es el compensador estático reactivos (SVC), localizado en la subestación Tunal. Se encuentra que el GEB ha solicitado consignaciones de emergencia para este activo por presentar problemas que afectan la disponibilidad del activo: Durante la visita realizada por la Dirección Técnica de Gestión de Energía, se realizó una revisión detallada de las causas, informes, registros y planes incluidos dentro de la estrategia de mantenimiento para este activo. Como conclusión de la revisión de información se evidencia que el GEB cuenta con una metodología para el mantenimiento de todos sus activos incluido el sistema SVC, también es claro, que las herramientas de programación empleadas, le permiten al GEB llevar una programación periódica, detallada y con fechas específicas de mantenimientos preventivos, sin embargo, se encuentran varios factores que a diferencia de otros equipos de subestación llevan a que se presente un incumplimiento en el número máximo de horas de indisponibilidad acumulada:

1. Complejidad en el funcionamiento de este equipo,
2. La tecnología empleada en este equipo es completamente propietaria al fabricante del equipo hacen que los tiempos de respuesta ante daños o problemas del mismo hacen que se dependa en gran medida de soporte técnico fuera del país,

3. El GEB manifiesta que el tiempo máximo de indisponibilidad asignado a esta clase activos es bajo, dadas las características de estos equipos, como soporte manifiesta que los 3 equipos instalados en el país presentan problemas similares.

Imagen No. 1. Consola de mando SVC



3.5. Cumplimiento al Código de Medida

La Resolución CREG 038 de 2014 establece una serie de requerimientos a los Agentes propietarios de fronteras comerciales, en lo que tiene que ver con los componentes del sistema y las características de los componentes.

GEB es responsable ante el ASIC del mantenimiento y reporte de las siguientes fronteras comerciales:

- Jamondino Pomasqui 3 (Frt10447-Exportación, Frt00124-Importación)
- Jamondino Pomasqui 4 (Frt10449-Exportación, Frt00126-Importación)

El artículo 18 y el anexo 8 de la resolución CREG 038 de 2014 establecen que los Representantes de las Fronteras deben emplear un CGM (Centro de Gestión de Medidas) para interrogar los medidores de las fronteras comerciales de su responsabilidad, concentrar y almacenar las lecturas, ejecutar los procesos de validación y crítica de las mediciones y realizar los reportes al ASIC de las lecturas de los medidores.

El almacenamiento de los datos en el CGM debe garantizar la integridad de las mediciones registradas y su disponibilidad por un período de al menos dos (2) años contados a partir del día de la lectura.

El ASIC desarrolló un aplicativo para exponer a los representantes de las fronteras un servicio para el reporte de las lecturas de sus fronteras comerciales. Este reporte se realiza de forma automática desde los CGM. Dado lo anterior se requiere contar con un software que realice las funciones del CGM cumpliendo con todas las funcionalidades, que realice la interrogación de los medidores y que reporte las lecturas al ASIC de forma automática.

De acuerdo con lo anterior la Empresa adquirió en el año 2016 el software Prime Energy Suite de la firma Primestone para el cumplimiento de los requerimientos de la Resolución CREG 038 de 2014, La información de los medidores de energía de las fronteras de GEB es la siguiente:

Tabla No 12. Medidores de energía instalados.

Bahía/Línea	Jamondino Pomasqui 3
Medidor Principal	MW-1602A902-02
Medidor de respaldo	MW-1602A900-02
Frontera Importación	Frt00124
Frontera Exportación	Frt10447

Bahía/Línea	Jamondino Pomasqui 4
Medidor Principal	MW-1602A899-02
Medidor de respaldo	MW-1602A916-02
Frontera Importación	Frt00126
Frontera Exportación	Frt10449

Fuente: Información suministrada por GEB

De acuerdo con los informes entregados por XM a la SSPD, en relación con el reporte de fallas y con la verificación quinquenal de fronteras comerciales, no se registran inconformidades para el agente GEB, de conformidad con la Resolución CREG 038 de 2014.

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1. Trámites ante el Administrador del Mercado de Energía Mayorista, MEM

Según revisión sobre los procedimientos que lleva a cabo la Empresa respecto de la actividad comercial y trámites de cuentas ante X.M. S.A. E.S.P., Administrador y Operador del Mercado, se observa que la Empresa cumple con lo dispuesto en el marco regulatorio aplicable, en particular la Resolución CREG 008 de 2003, que establece las reglas para la Liquidación y Administración de Cuentas por Uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional asignadas al Liquidador y Administrador de cuentas LAC.

De igual manera, respecto de los trámites ante el operador del mercado, se observó cumplimiento en cuanto a la liquidación, incorporación, facturación y recaudo de las contribuciones y su incorporación a los cargos regulados que se reconocen por el uso del Sistema de Transmisión Nacional, según lo dispuesto a través de las Resoluciones CREG 068 de 2003 y CREG 003 de 2008.

4.2. Recaudo y Cartera

GEB según lo dispuesto a través de la reglamentación, genera una única factura mensual por concepto de ingresos relacionados con el uso del sistema de transmisión de la Empresa, a X.M. S.A. E.S.P., que en su condición de administrador del MEM, desarrolla la labor de recaudo y pago.

Tabla No 13. Ingresos por uso del STN para 2017

periodo	Ingreso Regulado Bruto	Ingreso a Compensar	Ingreso Regulado Neto
ene-17	159.575.767.833	11.529.634	159.564.238.199
feb-17	158.871.850.287	52.981.747	158.818.868.540
mar-17	158.948.039.276	125.486.054	158.822.553.222
abr-17	162.374.129.988	43.734.169	162.330.395.819
may-17	163.495.605.847	58.772.841	163.436.833.006
jun-17	150.910.271.968	41.668.867	150.868.603.101
jul-17	159.857.400.038	153.870.291	159.703.529.747
ago-17	160.411.156.886	30.087.906	160.381.068.980
sep-17	159.483.500.632	84.605.902	159.398.894.730
oct-17	166.298.746.468	112.442.753	166.186.303.715
nov-17	165.620.454.487	109.536.761	165.510.917.726
dic-17	167.865.022.909	38.401.513	167.826.621.396
total año			1.932.848.828.181

Fuente: Cálculos DTGE, información suministrada por GEB

El GEB recaudó la suma de \$296.673.784.000 que equivalen al 15.35% del total de los ingresos del STN.

4.3. Disponibilidad

Tabla No 14. Indicadores de disponibilidad mes a mes para el año 2017.

Mes	Indicador de disponibilidad
ene-17	99,78%
feb-17	99,81%
mar-17	99,81%
abr-17	99,82%
may-17	99,83%
jun-17	99,86%
jul-17	99,90%
ago-17	99,92%
sep-17	99,93%
oct-17	99,95%
nov-17	99,89%
dic-17	99,89%

Fuente: Información suministrada por GEB

La forma en que la empresa garantiza la operatividad y el flujo de caja propio dependen en gran manera a la disponibilidad del sistema que opera, dado que el superar el tiempo establecido regulatoriamente para las consignaciones⁶ necesarios

⁶ Es el procedimiento mediante el cual se solicita, se estudia y se autoriza la intervención de un equipo, de una instalación o de parte de ella. (Fuente: R. CREG-061-2000; Art. 1)

para el mantenimiento de sus activos le afecta de manera directa, por lo cual debe mantener la disponibilidad en valores cercanos al 100%

4.4. Solicitudes de conexión.

El GEB realiza también los procesos de atención de solicitudes de conexión al sistema operado por la empresa, para el periodo de 2017 recibió 6 solicitudes y durante el 2018 se han recibido 7 solicitudes. A continuación, se presenta el trámite adelantado sobre las solicitudes recibidas y tramitadas en 2017.

Tabla No 15. Solicitudes de conexión recibidas durante 2017, indicando el estado del trámite.

Nombre del Solicitante	Fecha de la solicitud	Solicitud	Ubicación del Punto de Conexión	Estado del Trámite
ECOPETROL	21/03/2017	Conexión Cusiana a Chivor II	Subestación Chivor II 230 kV	Se envió oferta técnico-económica para desarrollo del estudio de conexión de la solicitud sin obtener respuesta del solicitante.
Global ICG	30/05/2017	Conexión planta de generación fotovoltaica de 200 MW	Subestaciones La Loma 500 kV ó La Loma 110 kV	Se envió oferta técnico-económica para desarrollo del estudio de conexión de la solicitud sin obtener respuesta del solicitante.
REFICAR	11/07/2017	conexión demanda Reficar de 40 MW	Subestación Termocandelaria 220 kV	Se envió oferta técnico-económica para desarrollo del estudio de conexión. El solicitante suspende la solicitud con el fin de ajustar y aclarar los términos de su requerimiento.
Technoelite CS V La Loma	18/08/2017 – 04/09/2017	Conexión planta de generación fotovoltaica de 400 MW	Subestación La Loma 500 kV	Se envió oferta técnico-económica del concepto al estudio de conexión de la solicitud sin obtener respuesta del solicitante.
SC Solar S.A.S.	28/08/2017	Conexión planta de generación fotovoltaica de 300 MW	Subestación La Loma 500 kV	GEB emitió concepto y se encuentra en revisión de UPME
Consultoría Colombiana S.A.	21/09/2017	Conexión planta de generación Termo Apolo de 300 MW	Activos asociados a la convocatoria UPME 03-2010 Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV (En Construcción) en el departamento de Cundinamarca	GEB emitió concepto y se encuentra en revisión de UPME

Fuente: Información suministrada por GEB

4.5. Servidumbres

Se revisaron los procedimientos adelantados por la Empresa en cuanto al establecimiento y manejo del tema de servidumbres, de acuerdo con lo dispuesto al respecto en el artículo 117 de la Ley 142 de 1994 y mediante el párrafo del artículo 5° de la Resolución CREG 011 de 2009, en los siguientes términos, respectivamente:

Ley 142 de 1994, artículo 117

“...ARTICULO 117.- La adquisición de la servidumbre. La empresa de servicios públicos que tenga interés en beneficiarse de una servidumbre, para cumplir su objeto, podrá solicitar la imposición de la servidumbre mediante acto administrativo, o promover el proceso de imposición de servidumbre al que se refiere la ley 56 de 1.981...”

Parágrafo del artículo 5° de la Resolución CREG 011 de 2009

“...Parágrafo. El valor a remunerar a cada TN por concepto de servidumbre de líneas será el valor anual que éste demuestre con la información entregada al momento del reporte del inventario de sus activos. En los casos en que el TN haya realizado un solo pago por concepto

de servidumbres, deberá calcular el valor anual equivalente utilizando la Tasa de retorno definida para la actividad de Transmisión...”

Tanto en los procedimientos de constitución y reconocimiento de servidumbres como en los procesos y trámites de información para remuneración por tal concepto, se observó en general cumplimiento de lo establecido en el marco legal y regulatorio al respecto.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto 2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF presenta diferencias con los anteriores principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia - PCGA, en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; los indicadores financieros de origen regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2017, a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, pone a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año 2016, con la información del nuevo marco normativo NIF sin acudir a la comparación de los mismos con aquellos calculados para la vigencia 2015, que estuvieron vigentes para estas dos anualidades, de conformidad con la Resolución CREG 248 de 2016.

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2017 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes.

Tabla No 16. Indicadores de Gestión - Referentes 2017 CREG

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2017	Referente 2017 CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	64,02%	69,88%	<i>No Cumple</i>
Cobertura de Intereses – Veces	NA	9,59	NA
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	42,52	26,23	<i>No Cumple</i>
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	287,66	16,58	<i>No Cumple</i>
Razón Corriente – Veces	1,32	2,91	<i>No Cumple</i>

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Tabla No 17. Indicadores de Gestión - Referentes 2017 NIF

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2017	Referente 2017 NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	64,02%	69,88%	<i>No Cumple</i>
Cobertura de Intereses – Veces	NA	9,59	NA
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	42,52	37,68	<i>No Cumple</i>
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	287,66	16,58	<i>No Cumple</i>
Razón Corriente – Veces	1,32	1,59	<i>No Cumple</i>

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Con relación a los resultados para el GEB, se evidencia que la compañía no cumple con 4 de los 5 referentes establecidos por la comisión en la Resolución 034 de 2004, tanto en la medición efectuada taxativamente con la resolución como en la nueva medición bajo el nuevo marco normativo que la SSPD considera más adecuada. El indicador con mayor desviación es el de rotación de cuentas por pagar.

El indicador de cobertura de intereses no aplica para esta evaluación por cuanto la prestadora no tiene asignada costos financieros, no obstante, la DTGE considera que este rubro presuntamente no tiene la adecuada calidad de información por cuanto si se evidencia obligaciones financieras. Durante la visita realizada por la Dirección Técnica de Gestión de Energía, se notificó a la empresa de esta situación. GEB solicitó mediante radicado 20185290956242 del 30 de agosto de 2018 la reversión voluntaria de la información financiera cargada y certificada en el SUI, solicitud que está siendo revisada por esta Superintendencia.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 42 (año 2016 y 2017) reportes en estado certificado y 7 en estado pendiente dentro de los cuales tres (año 2017) corresponden a formato 19 donde se deben reportar los accidentes laborales y fatalidades, es de aclarar que en la visita realizada a la empresa los días 16 y 17 de agosto de 2018 se identificaron 5 fatalidades durante la vigencia 2017. La tabla No. 18 presenta el porcentaje de cargue del prestador y el detalle de los reportes en estado pendiente se puede observar en la tabla No. 19.

Tabla No 18. Porcentaje de cargue

ID	EMPRESA	AÑO	No CARGUES CERTIFICADOS	No CARGUES PENDIENTES	PORCENTAJE DE CARGUE
594	GRUPO ENERGÍA BOGOTA S.A. ESP.	2016	20	4	83,3
		2017	22	3	91,7
		TOTAL	42	7	85,7

Fuente: SUI.

Tabla No 19. Reportes en estado pendiente

AÑO	PERIODICIDAD	FORMATO	ESTADO	APLICACION
2016	Anual	07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo	Pendiente	Formularios
2016	Anual	12. Concepto Gral Evaluación y Resultados	Pendiente	Formularios
2016	Anual	17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión	Pendiente	Formularios
2016	Anual	21. Indicadores de Nivel de Riesgo	Pendiente	Formularios
2017	Trimestral	FORMATO 19	Pendiente	Cargue Masivo
2017	Trimestral	FORMATO 19	Pendiente	Cargue Masivo
2017	Trimestral	FORMATO 19	Pendiente	Cargue Masivo

Fuente: SUI.

Evaluando la oportunidad del cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, de los años 2016 y 2017 se pudo constatar que GEB reportó en la vigencia 2016 un 17% de sus cargues con oportunidad y un 68% para el año 2017 incrementando en un 52% su oportunidad en el cargue en comparación con la vigencia anterior.

Tabla No 20. Oportunidad en el carque

CARGUES AL SUI	2016	Porcentaje de oportunidad (%)	2017	Porcentaje de oportunidad (%)	Total general	Porcentaje de oportunidad (%)
Fuera del Termino	20	16,67	8	68,00	28	42,86
Dentro del Termino	4		17		21	
Total general	24		25		49	

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 22/08/2018.

7. ACCIONES DE LA SSPD

Con radicado 20182200413281 del 04 de abril de 2018 se realizó requerimiento a la empresa solicitando su pronunciamiento en torno a la existencia y/o magnitud de los eventos de los Eventos de Energía no Suministrada, a través del radicado 20185290340162 del 18 de abril de 2018 la empresa envió respuesta, la cual está siendo analizada por la Dirección Técnica de Gestión de Energía Eléctrica para expedir el acto administrativo correspondiente.

Mediante radicado 20182200550791 del 23 de mayo de 2018 se solicitó información de condición de alerta del subárea operativa de Meta informado a esta Superintendencia por XM, a través del radicado 20185290462022 de 17 de mayo de 2018 la empresa envió respuesta la cual se encuentra en revisión por parte de la Dirección Técnica De Gestión De Energía eléctrica para determinar si las acciones tomadas se ajustan a la situación y a la regulación vigente.

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible dentro del proyecto de construcción de un Manual de Asignación de puntos de Conexión para Proyectos de Generación mayores a 5 MW, solicitó información relacionada con la forma como actualmente distribuidores y transmisores de energía del SIN adelantan el proceso de conexión de proyectos de generación, la cantidad de solicitudes que actualmente había recibido, entre otros. Al respecto, es importante mencionar que dentro de las empresas requeridas se encuentra el GEB (mediante el radicado SSPD 20182200565991 del 25 de abril de 2018), la cual dio trámite a dicha solicitud a través del radicado SSPD 20185290388802 del 30 de abril de 2018. Información que fue evaluada como insumo para la elaboración del citado manual, encontrando que:

1. La Empresa procede acorde con lo establecido por la resolución CREG 025 de 1995.
2. A la fecha no se ha recibido solicitud alguna de acompañamiento de esta Entidad por parte de los promotores de proyectos de generación, por presuntas dificultades con el GEB. Razón por la cual, no fue necesario realizar acciones adicionales o requerimientos al GEB.

La empresa GEB no presenta investigaciones abiertas por parte de la Dirección de Investigaciones de la Delegada para Energía y Gas Combustible.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Para el 2017 la prestadora mejora su posición de riesgo según la metodología establecida por la Resolución 034 de 2004. En cuanto a esta variación el GEB comenta que esta situación obedece principalmente a la clasificación como porción no corriente de las obligaciones financieras de la unidad de transmisión.

- La empresa presenta ganancias en el ejercicio 2017 por el orden de \$96.377 millones desmejorando el valor presentado en 2016 de \$130.903 millones, entre las explicaciones de la compañía, esta comenta que obedece al reconocimiento del impuesto de renta de la unidad de transmisión a diciembre 31 de 2017.
- La compañía mejora sus ingresos como consecuencia de entrada de nuevos proyectos aprobados por la UPME.
- La empresa evidencia aumento en inversiones, para cubrir estas expansiones utiliza apalancamiento en emisión de Bonos.
- Se concluye que el Grupo cuenta con una estructura para realizar la gestión del riesgo, con una política de riesgos y metodología aprobadas por el ente que corresponde. Adicionalmente, cuenta con las matrices e indicadores de eventos de riesgos. El Grupo a través del Acta de Junta Directiva No. 1586, realizó un estudio para reducir los riesgos de accidentalidad y muerte de los trabajadores en las obras del servicio de transmisión, dado las fatalidades que se presentaron en lo corrido del año 2017.
- El Grupo tiene un Plan de Continuidad del Negocio que abarca los procesos más importantes de la organización.
- Se requiere que el GEB realice el diligenciamiento del formato No. 19 de Sistema Único de Información (SUI)⁷ de la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPC), donde se deben reportar los accidentes laborales y fatalidades.
- Se logra evidenciar en el informe de AEGR, correspondiente al año 2017, el cumplimiento del Decreto 302 de 2015⁸, por parte de la E.S.P, la aplicación y sujeción de las Normas Internacionales de Auditoría -NIAS- que, de conformidad con las mismas, desarrolla todas las etapas de la auditoría y procesos de recolección de evidencia suficiente y concisa, con la cual, llega a las conclusiones pertinentes para la correspondiente toma de decisiones.
- La infraestructura implementada por el GEB para la supervisión y control de los activos empleados para prestar el servicio público de energía eléctrica, tienen las mismas especificaciones y características empleadas por el Centro Nacional de Despacho, esto permite asegurar una operación de acuerdo a los protocolos establecidos de forma oportuna y confiable, se destaca la iniciativa por parte del GEB de certificar las instalaciones y consolas de operación de su centro de control, de tal forma que se dé cumplimiento de estándares y protocolos internacionalmente empleados en actividades similares.

⁷ El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) en su artículo 9.5 (notificaciones de accidentes) señala la obligación de las empresas prestadoras de servicios públicos de energía eléctrica de investigar y reportar cualquier accidente o incidente que se presente en sus redes de distribución donde se comprometa el personal directo de la empresa o contratista. Señala igualmente, que se debe reportar al SUI “los accidentes de origen eléctrico ocurridos en sus redes y aquellos con pérdida de vidas en las instalaciones de sus usuarios”, y su incumplimiento o alteración de la información será considerado como una violación al RETIE.

⁸ “por el cual se reglamenta la Ley 1314 de 2009 sobre el marco técnico normativo para las normas de aseguramiento de la información.”

- El GEB cuenta con una metodología estandarizada para las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo, dentro de las estrategias definidas por el transmisor se usa la metodología RCM, internacionalmente aceptada. Como soporte a los procedimientos definidos se emplean herramientas de análisis y gestión de la información que permiten realizar una trazabilidad de cada uno de los trabajos y en cada una de sus etapas
- Se observa una tendencia creciente en la solicitud de consignaciones de emergencia solicitada al Centro Nacional de Despacho. Como tal el número de consignaciones de emergencia no representa un incumplimiento de tipo regulatorio, sin embargo, esta tendencia podría interpretarse como una señal de alerta para mejorar los procesos encaminados a evitar condiciones de riesgo en la operación de los activos.
- Se observa que el GEB es un transmisor que cuenta con una de las mayores participaciones en las convocatorias publicadas por la UPME, que buscan solucionar por una parte el número creciente de restricciones en el sistema interconectado nacional y por otra parte la también creciente demanda no atendida. Probablemente el aspecto que llama más la atención para esta Superintendencia son los retrasos en la entrada en operación de estos proyectos, principalmente a causa de problemas de tipo social y de licencia ambiental.
- El GEB aplica los indicadores de calidad del servicio establecidos en la regulación y hace seguimiento a los indicadores indisponibilidad para todos sus activos, de acuerdo con la información revisada generó compensación para cerca del 1% de los activos a su cargo.
- Se solicita al prestador plantear, formular y remitir a esta Dirección Técnica de Gestión de Energía, las respectivas acciones correctivas sobre los activos que actualmente presentan incumplimiento del número máximo de horas de indisponibilidad acumulada.
- Con la terminación de los 12 proyectos que adelanta el GEB se estima completará para el 2024 con una FPO - fecha entrada en operación, un total de 3.949 Km de líneas a 220 a 500 kV y administrando y operando 46 Subestaciones a 110, 230 y 500 kV.
- Llama la atención que la mitad de las solicitudes de conexión de nuevos proyectos de generación atendidas por la empresa durante el 2017, no han tenido respuesta por parte de los solicitantes y/o promotores y la empresa puede negar nuevas solicitudes por razones técnicas ya que es posible que se supere la capacidad de conexión sobre el activo.
- El indicador de disponibilidad promedio del GEB durante el 2017, fue del 99.87% lo cual garantiza la operatividad de su sistema durante el año.

Proyectó: Álvaro E Sosa Z. – Profesional Especializado DTGE
 Gissell Lorena Castro Puentes – Profesional Universitario DTGE
 Guillermo Enrique Ochoa – Contratista DTGE
 Jorge Eduardo Cortes Gacha – Contratista DTGE
 Luis Carlos Rodríguez Bello - Asesor DTGE

Luis Fabián Sanabria Romero – Contratista DTGE
Óscar Javier Murillo Sánchez – Contratista DTGE
Maria Claudia Gómez Serrano – Contratista SDEGC

Revisó: Diego Alejandro Ossa Urrea – Director Técnico de Gestión de Energía (E)

Aprobó: Rafael Hernando Tabares Holguín – Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible (E)