
CUADERNILLO DE VENTAS

OFERTA PÚBLICA DE VENTA EN EL MERCADO SECUNDARIO
PROGRAMA DE ENAJENACIÓN DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD ECOPETROL S.A. EN LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. ESP, APROBADO MEDIANTE EL DECRETO 2305 DEL 13 DE NOVIEMBRE DE 2014, EXPEDIDO POR EL GOBIERNO NACIONAL

Bogotá D.C., 20 de mayo de 2015

El presente cuadernillo de ventas tiene por objeto informar a los Destinatarios de las Condiciones Especiales de Primera Etapa sobre el proceso de enajenación y sus términos y condiciones de venta

Características de la Venta

ENAJENANTE	Ecopetrol S.A
ACCIONES OBJETO DE LA ENAJENACION	Acciones de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP (“EEB”) que son títulos de carácter negociable, representativos de una parte alícuota del patrimonio de la EEB, las cuales otorgan a sus titulares derechos políticos y económicos que pueden ser ejercidos conforme a lo establecido en los Estatutos Sociales de la EEB.
ACTIVIDAD PRINCIPAL DEL EMISOR DE LAS ACCIONES OBJETO DE ENAJENACIÓN	La EEB es una empresa de servicios públicos mixta, que tiene como objeto principal la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, incluido dentro de ella el gas y líquidos combustibles en todas sus formas, así como participación en otras empresas y en proyectos de ingeniería e infraestructura, pudiendo prestar servicios y actividades relacionadas.
CANTIDAD DE ACCIONES DE LA ENAJENACIÓN	Se ofrecerán en venta de manera exclusiva a los Destinatarios de Condiciones Especiales, seiscientos treinta y un millones noventa ocho mil (631,098,000) Acciones, que equivalen al seis coma ochenta y siete por ciento (6,87%) del capital suscrito y pagado de la EEB.
PRECIO POR ACCION	Es el precio fijo por Acción de \$1.740, que se incluya en el Aviso de Oferta de la Primera Etapa, el cual podrá modificarse en cumplimiento de lo establecido en el numeral 2 del artículo 11 de la Ley 226 de 1995 y en el Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014
TRANSFERENCIA DE ACCIONES	Las Acciones son ordinarias y nominativas y su transferencia solo surte efectos respecto de EEB y de terceros una vez se inscriba la transferencia a favor del nuevo titular en el libro de registro de accionistas de EEB, que administra DECEVAL

TERMINOS Y
CONDICIONES

La Oferta se registrá por los términos y condiciones establecidos en el Programa de Enajenación. Este Programa se encuentra publicado en la Sala de Información, portal de internet www.ecopetrol.com.co con los siguientes documentos; (i) el Cuadernillo de Ventas; (ii) el Reglamento de Enajenación y sus Adendas; (iii) el Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014; (iv) los Avisos; (v) el Boletín Normativo de la BVC para este proceso y (vi) los demás documentos que el Enajenante considere oportuno incluir.

DESTINATARIOS DE LA
OFERTA

De conformidad con lo establecido en el artículo 3° de la Ley 226 de 1995, el artículo 16, numeral 3, de la ley 789 de 2002 y en el artículo 3 del Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014, son: (i) los trabajadores activos y pensionados de la EEB y de las Subordinadas Colombianas, que son aquellas en donde ésta última tiene participación mayoritaria; (ii) los nacionales o residentes colombianos que sean trabajadores activos y pensionados de las Subordinadas Extranjeras, que son aquellas en donde la EEB tiene participación mayoritaria; (iii) los extrabajadores de la EEB y de las Subordinadas Colombianas siempre y cuando no hayan sido desvinculados con Justa Causa; (iv) los extrabajadores de las Subordinadas Extranjeras que sean nacionales o residentes colombianos, siempre y cuando no hayan sido desvinculados con Justa Causa; (v) las asociaciones de empleados o exempleados de la EEB; (vi) los sindicatos de trabajadores debidamente constituidos de conformidad con la ley; (vii) las federaciones de sindicatos de trabajadores y confederaciones de sindicatos de trabajadores debidamente constituidas de conformidad con la ley; (viii) los fondos de empleados debidamente constituidos de conformidad con la ley; (ix) los fondos mutuos de inversión debidamente constituidos de conformidad con la ley; (x) los fondos de cesantías y de pensiones debidamente constituidos de conformidad con la ley; (xi) las entidades cooperativas definidas por la legislación cooperativa debidamente constituidas de conformidad con la ley, y (xii) las cajas de compensación familiar debidamente constituidas de conformidad con la ley.

COORDINADOR DE LA
OFERTA

CITIGROUP GLOBAL MARKETS INC.

COMISIONISTAS
DESIGNADOS

Sociedades Comisionistas de Bolsa

- 1 Acciones y Valores S.A.
- 2 Afin S.A.
- 3 Alianza Valores S.A.
- 4 Asesores en Valores S.A.

- 5 Asesorías e Inversiones S.A.
- 6 BBVA Valores Colombia S.A.
- 7 BTG Pactual S.A.
- 8 Casa de Bolsa S.A.
- 9 Citivalores S.A.
- 10 Compañía de Profesionales de Bolsa S.A.
- 11 Corredores Asociados S.A. (hoy Davivienda Corredores)
- 12 Credicorp Capital Colombia S.A.
- 13 Davivalores S.A. (hoy Davivienda Corredores)
- 14 Global Securities S.A.
- 15 Helm Comisionista de Bolsa S.A.
- 16 Larrain Vial Colombia S.A.
- 17 Scotia Securities Colombia S.A.
- 18 Serfinco S.A.
- 19 Servivalores GNB Sudameris S.A.
- 20 Ultrabursátiles S.A.
- 21 Valores Bancolombia S.A.

Índice

1.	DEFINICIONES	10
2.	CONDICIONES GENERALES DE LA OFERTA	16
2.1	PLAZO DE LA OFERTA	17
2.2	ACEPTACIONES	18
2.3	OTRAS CONDICIONES RELEVANTES DE LA OFERTA	19
3.	INFORMACIÓN GENERAL SOBRE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. ESP(EEB)	20
3.1	BREVE HISTORIA DE LA EEB	20
3.2	NATURALEZA JURÍDICA	20
3.3	DURACIÓN	21
3.4	OBJETO SOCIAL Y ACTIVIDADES	21
3.5	ACCIONISTAS	21
3.6	VIGILANCIA ESTATAL	21
4.	INFORMACIÓN SOBRE EL SECTOR ECONÓMICO AL QUE PERTENECE LA E.E.B.	22
4.1	REMUNERACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE LA CADENA DE ENERGÍA EN COLOMBIA.....	22
4.1.1	Generación de Energía.....	22
4.1.2	Transmisión de Energía.....	22
4.1.2.1	Remuneración Activos Existentes	22
4.1.2.2	Remuneración Activos por Convocatorias.....	23
4.1.3	Distribución de Energía Eléctrica.....	23
4.1.4	Comercialización de energía eléctrica.....	23
4.2	Sector Eléctrico en Guatemala – Transporte de Energía	24
4.2.1	Marco Regulatorio	24
4.2.2	Remuneración de la Transmisión de Energía Eléctrica.....	24
4.2.2.1	Remuneración Activos Existentes	24
4.2.2.2	Remuneración Nuevos Activos	25
4.3	Sector Gas en Colombia	25
4.4	Sector Gas Perú.....	27
5.	DESCRIPCIÓN GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ (GEB)	28
5.1	Historia del GEB.....	28
5.2	Estructura del GEB.....	29
5.3	Estrategia del GEB	29

5.3.1 Crecimiento en monopolios naturales y negocios con control	30
5.3.2 Proyectos en ejecución	31
5.3.3 Acceso a los mercados de capitales.....	32
5.4 Marco regulatorio	35
5.5 Socios y administradores	36
5.6 Resultados financieros consolidados.....	38
5.7 Proyectos en ejecución	41
6. EMPRESAS DEL GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ (GEB)	43
6.1 Filiales controladas.....	43
6.1.1 EEB S.A. E.S.P. – Negocio de Transmisión	43
6.1.1.1 Descripción del negocio	43
6.1.1.2 Aspectos claves del negocio	44
6.1.1.3 Resultados financieros.....	44
6.1.1.4 Inversiones	45
6.1.2 Transportadora de Gas Internacional S.A. (TGI).....	45
6.1.2.1 Descripción del negocio	45
6.1.2.2 Aspectos claves del negocio	46
6.1.2.3 Resultados financieros.....	47
6.1.2.4 Endeudamiento.....	49
6.1.2.5 Inversiones	50
6.1.3 Empresa de Energía de Cundinamarca EEC	50
6.1.3.1 Descripción del negocio	51
6.1.3.2 Aspectos claves del negocio	52
6.1.3.3 Resultados financieros.....	52
6.1.3.4 Endeudamiento.....	53
6.1.3.5 Inversiones	53
6.1.4 Gas Natural de Lima y Callao S.A. - Cálidda	54
6.1.4.1 Descripción del negocio	54
6.1.4.2 Aspectos claves del negocio	56
6.1.4.3 Resultados financieros.....	56
6.1.4.4 Inversiones	57
6.1.5 Contugas.....	58

6.2	Filiales no controladas	60
6.2.1	Emgesa S.A.....	60
6.2.1.1	Descripción del negocio	61
6.2.1.2	Aspectos claves del negocio	63
6.2.1.3	Resultados financieros.....	64
6.2.1.4	Endeudamiento.....	65
6.2.1.5	Inversiones	66
6.2.2	Codensa S.A.....	67
6.2.2.1	Descripción del negocio	68
6.2.2.2	Aspectos claves del negocio	68
6.2.2.3	Resultados Financieros.....	69
6.2.2.4	Endeudamiento.....	70
6.2.2.5	Inversiones	71
6.2.3	Red de Energía del Perú S.A. – REP	71
6.2.3.1	Descripción del negocio	72
6.2.3.2	Aspectos claves del negocio	73
6.2.3.3	Resultados financieros.....	73
6.2.3.4	Endeudamiento.....	74
6.2.3.5	Inversiones	74
6.2.4	Consortio Transmantaro S.A. – CTM.....	74
6.2.4.1	Descripción del negocio	75
6.2.4.2	Aspectos claves del negocio	75
6.2.4.3	Resultados financieros.....	76
6.2.4.4	Endeudamiento.....	77
6.2.4.5	Inversiones	77
6.2.5	Gas Natural S.A.	77
6.2.5.1	Descripción del negocio	78
6.2.5.2	Aspectos claves del negocio	79
6.2.5.3	Resultados financieros.....	80
6.2.5.4	Inversiones	80
6.2.6	Promigas S.A.....	80
6.2.6.1	Descripción del negocio	81

6.2.6.2 Aspectos claves del negocio	82
6.2.6.3 Resultados financieros.....	82
6.2.6.4 Endeudamiento	83
6.2.6.5 Inversiones	83
6.2.7 Otras inversiones (Isa, Isagen, EMSA).....	84

ADVERTENCIA ACERCA DE LA OFERTA DE VALORES

EL EMISOR DE LAS ACCIONES OBJETO DE LA PRIMERA ETAPA DEL PROGRAMA APROBADO MEDIANTE EL DECRETO 2305 DEL 13 DE NOVIEMBRE DE 2014, EXPEDIDO POR EL GOBIERNO NACIONAL ES LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. ESP.

LAS ACCIONES QUE SE OFRECEN A TRAVÉS DE LA PRIMERA ETAPA DEL PROGRAMA ESTÁN DESMATERIALIZADAS, POR LO TANTO, LOS ADQUIRIENTES DE LAS ACCIONES RENUNCIAN A LA POSIBILIDAD DE MATERIALIZARLAS.

LA INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES Y EMISORES DE LAS ACCIONES OBJETO DE LA PRIMERA ETAPA DEL PROGRAMA NO IMPLICARÁ CALIFICACIÓN NI RESPONSABILIDAD ALGUNA POR PARTE DE LA SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA ACERCA DE LAS PERSONAS JURÍDICAS INSCRITAS NI SOBRE EL PRECIO, LA BONDAD O NEGOCIABILIDAD DE LOS VALORES, NI SOBRE LA SOLVENCIA DEL EMISOR.

LA INSCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES OBJETO DE LA PRIMERA ETAPA DEL PROGRAMA EN LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA S.A. NO GARANTIZA LA BONDAD DE LAS MISMAS NI LA SOLVENCIA DEL EMISOR.

LA INFORMACIÓN RELEVANTE ACTUALIZADA DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. ESP, EMISOR DE LAS ACCIONES OBJETO DE LA PRIMERA ETAPA DEL PROGRAMA PODRÁ SER CONSULTADA EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES Y EMISORES DE LA SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA (WWW.SUPERFINANCIERA.GOV.CO)

SE RECOMIENDA A TODOS LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS REVISAR Y CONSULTAR LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA AL MERCADO PÚBLICO DE VALORES Y AL PÚBLICO INVERSIONISTA EN GENERAL PARA EFECTOS DE SU DECISIÓN DE INVERSIÓN.

SE CONSIDERA INDISPENSABLE LA LECTURA INTEGRAL DE ESTE CUADERNILLO DE VENTAS Y DEMÁS DOCUMENTOS QUE RIJEN LA PRIMERA ETAPA DEL PROGRAMA PARA QUE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS PUEDAN EVALUAR ADECUADAMENTE LA CONVENIENCIA DE LA INVERSIÓN.

LA DECISIÓN DE PRESENTAR O NO UNA ACEPTACIÓN A CUALQUIERA DE LAS OFERTAS PÚBLICAS DE VENTA SERÁ UNA DECISIÓN LIBRE E INDEPENDIENTE DE CADA ACEPTANTE EN LA PRIMERA ETAPA O INVERSIONISTA DE LA SEGUNDA ETAPA, BASADA EN SUS PROPIOS ANÁLISIS, INVESTIGACIONES, EXÁMENES, INSPECCIONES Y NO EN DOCUMENTO, MATERIAL O INFORMACIÓN ALGUNA, O EN COMENTARIO O SUGERENCIA ALGUNA, PROVENIENTES DE ECOPEPETROL, SUS ASESORES, O DE CUALQUIERA DE SUS RESPECTIVOS REPRESENTANTES, ADMINISTRADORES, FUNCIONARIOS O EMPLEADOS.

RIESGO DE INVERTIR EN EL MERCADO DE RENTA VARIABLE

La rentabilidad que se puede generar de la tenencia de una acción, es producto del nivel de los dividendos que pague dicha acción, y de las ganancias o pérdidas que el precio de dicha acción experimente mientras se es titular de ella.

En las inversiones de renta variable, como en el caso de las acciones, la ganancia futura es incierta ya que puede verse afectada por los resultados de la empresa emisora, el sector en que se encuentra dicha empresa emisora, los factores de la economía y el comportamiento del mercado público de valores; a diferencia, las inversiones de renta fija, perciben un rendimiento fijo pactado de antemano.

El inversionista en acciones puede superar las expectativas de ganancia, vía dividendos o vía la valorización del precio de la acción, pero también puede que por diversas circunstancias no se devengue la utilidad calculada inicialmente y, eventualmente, se genere una pérdida.

1. DEFINICIONES

- 1.1 “Acciones” según lo señalado en el numeral 1.1 del Reglamento de Enajenación, son las seiscientos treinta y un millones noventa y ocho mil (631.098.000) acciones ordinarias equivalentes al seis coma ochenta y siete por ciento (6,87%) del total de las acciones en circulación de la EEB, de propiedad de Ecopetrol, que constituyen el objeto de la enajenación.
- 1.2 “Aceptación” es la declaración de voluntad unilateral e irrevocable, incluida en el Formulario Electrónico, por medio del cual cada Aceptante formula su aceptación a la Oferta Pública de Venta en la Primera Etapa, y se obliga a adquirir y pagar las Acciones que le sean adjudicadas. Sólo los Destinatarios de Condiciones Especiales podrán formular una Aceptación en la Primera Etapa.
- 1.3 “Aceptación Válida” es aquella Aceptación que cumple con todos los requisitos señalados en el Reglamento de Enajenación, incluyendo, pero sin limitarse, a los señalados en los numerales 4.5 y 4.6, y que no incurre en ninguna de las causales de rechazo señaladas en el numeral 4.9 o en cualquier otro numeral del Reglamento de Enajenación.
- 1.4 “Aceptante” es el Destinatario de Condiciones Especiales que formula una Aceptación a la Oferta Pública de Venta en la Primera Etapa.
- 1.5 “Adendas” son los documentos aclaratorios o modificatorios del Reglamento de Enajenación, emitidos por Ecopetrol, que harán parte integrante del Reglamento de Enajenación, y que estarán a disposición de todos los interesados en el Programa de Enajenación en la Sala de Información.
- 1.6 “Adjudicación de la Primera Etapa” es el acto mediante el cual la BVC determina los Adjudicatarios de las Acciones en la Primera Etapa, de acuerdo con el Reglamento.
- 1.7 “Adjudicatario” es el Aceptante que formule una Aceptación Válida y a quien se le adjudiquen Acciones en el curso de la Primera Etapa del Programa de Enajenación.
- 1.8 “Adquirente” es el Inversionista de la Segunda Etapa que formule una Orden de Compra y la misma resulte aceptada en el curso de la Segunda Etapa del Programa de Enajenación.
- 1.9 “Aviso de Inicio de la Segunda Etapa” es el aviso que se publicará, por lo menos una (1) vez, en un diario que tenga amplia circulación en el territorio nacional y en el boletín diario de la BVC, con el fin de darle publicidad a la Oferta Pública de Venta en la Segunda Etapa y en el que se informará al público en general: (i) el inicio de la Segunda Etapa; (ii) la fecha en la que se dará inicio a la Oferta Pública de Venta en la Segunda Etapa, la cual no podrá ser fijada sino pasados, como mínimo, diez (10) Días Hábiles entre la Fecha de la publicación del Aviso de Inicio de la Segunda Etapa y la iniciación de la misma, o el plazo que se requiera según las normas aplicables vigentes y (iii) los términos y condiciones en que se ofrecerán las Acciones en la Oferta Pública de Venta en la Segunda Etapa.

- 1.10 "Aviso de Interrupción" en el evento de una interrupción de la Oferta Pública de Venta en la Primera Etapa, es el aviso que Ecopetrol publicará por lo menos en dos diarios que tengan amplia circulación en el territorio nacional, a través del cual se informará acerca de la interrupción de la Primera Etapa, en los términos del numeral 2 del artículo 11 de la Ley 226 de 1995. El término de la Primera Etapa se entenderá interrumpido a partir del día de publicación del Aviso de Interrupción hasta la Fecha de Reanudación. En cada uno de los países en los que haya Subordinadas Extranjeras donde la EEB tenga participación mayoritaria se utilizará el mismo mecanismo descrito anteriormente, salvo que en dicho país solo exista un (1) diario de amplia circulación.
- 1.11 "Aviso de Oferta de la Primera Etapa" es el aviso que Ecopetrol publicará por lo menos en dos (2) diarios que tengan amplia circulación en el territorio nacional. En cada uno de los países en los que haya Subordinadas Extranjeras donde la EEB tenga participación mayoritaria, se utilizará el mismo mecanismo descrito anteriormente, salvo que en dicho país solo exista un (1) diario de amplia circulación. El aviso incluirá, entre otros aspectos, el Precio por Acción para la Primera Etapa, las Entidades Receptoras de Aceptaciones de la Primera Etapa y su información de contacto (incluyendo página web) en donde el Aceptante podrá consultar la documentación para su vinculación como cliente de cada entidad y para presentar su Aceptación.
- 1.12 "Aviso de Reanudación de la Primera Etapa" es el aviso que Ecopetrol publicará por lo menos en dos (2) diarios que tengan amplia circulación en el territorio nacional. En cada uno de los países en los que haya Subordinadas Extranjeras donde la EEB tenga participación mayoritaria, se utilizará el mismo mecanismo descrito anteriormente, salvo que en dicho país solo exista un (1) diario de amplia circulación. Mediante este aviso se informará al público la Fecha de Reanudación de la Oferta Pública de Venta en la Primera Etapa, tras haberse presentado una interrupción de la Primera Etapa en los términos del numeral 2 del artículo 11 de la Ley 226 de 1995, y el numeral 4.4.2 del Reglamento de Enajenación.
- 1.13 "Aviso de Terminación de la Primera Etapa" es el aviso que Ecopetrol publicará por lo menos en un (1) diario de amplia circulación en el territorio nacional, dentro de los cinco (5) Días Hábiles siguientes a la Adjudicación de la Primera Etapa, que informe la terminación de la Primera Etapa. En cada uno de los países en los que haya Subordinadas Extranjeras donde EEB tenga participación mayoritaria, se utilizará el mismo mecanismo descrito anteriormente.
- 1.14 "Avisos" son el Aviso de Oferta de la Primera Etapa, el Aviso de Terminación de la Primera Etapa, cualquier Aviso de Interrupción, cualquier Aviso de Reanudación de la Primera Etapa y el Aviso de Inicio de la Segunda Etapa.
- 1.15 "Beneficiario Real" tiene el alcance que se le atribuye en el artículo 6.1.1.1.3 del Decreto 2555 de 2010, y demás normas que lo sustituyan, modifiquen, adicionen o complementen.
- 1.16 "Boletín Informativo de la BVC" es el boletín informativo que expide la BVC para este proceso que presenta los resultados de la adjudicación.

- 1.17 “Boletín Normativo” es el boletín que emite la BVC que contiene las reglas y procedimientos que las Entidades Receptoras de Aceptación de la Primera Etapa deben ejecutar dentro del Programa a través de la BVC.
- 1.18 “BVC” es la Bolsa de Valores de Colombia S.A.
- 1.19 “Cargos de Nivel Directivo” son todos los empleados o funcionarios que tengan alguno de los siguientes cargos: En relación con la EEB: (i) presidente; (ii) director de auditoría interna; (iii) director de relaciones externas; (iv) director administrativo de filiales; (v) director técnico de filiales, (vi) secretario general; (vii) vicepresidente administrativo; (viii) vicepresidente financiero; (ix) vicepresidente de portafolio accionario y planeación corporativa; (x) vicepresidente de servicios públicos y regulación; (xi) vicepresidente de proyectos especiales, (xii) vicepresidente de transmisión; y (xiii) director de asuntos societarios de filiales.
- 1.20 “Central de Procesos” es IQ Outsourcing S.A., quien durante la Primera Etapa recibirá las Aceptaciones (junto con todos sus anexos) de las Entidades Receptoras de Aceptaciones de la Primera Etapa, y deberá, entre otras cosas (i) verificar que los documentos presentados con cada Aceptación cumplan con los requisitos señalados en la Ley, en el Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014 y en el Reglamento, (ii) informar a la respectiva Entidad Receptora de Aceptaciones de la Primera Etapa que determinada Aceptación cumple o no con los requisitos para ser una Aceptación Válida, (iii) consolidar las Aceptaciones que sean enviadas por un mismo Aceptante y verificar el cumplimiento de los límites señalados en el numeral 4.6. del Reglamento, (iv) enviar a la BVC la información necesaria para que ésta pueda llevar a cabo la Adjudicación de la Primera Etapa, y (v) cumplir todas las obligaciones que se le imponen en el contrato celebrado con Ecopetrol.
- 1.21 “Compromiso de Pago” es una carta de compromiso de pago en firme emitida por cualquiera de las Entidades Financiadoras en los términos del Anexo 5A. En el Compromiso de Pago, la respectiva Entidad Financiadora se compromete a pagar a las Entidades Receptoras de Aceptaciones de la Primera Etapa, el precio de las Acciones adjudicadas, en un plazo máximo de tres (3) Días Hábiles contado a partir de la fecha en que le sea notificada la Adjudicación de la Primera Etapa por parte de la respectiva Entidad Receptora de Aceptaciones de la Primera Etapa.
- 1.22 “Comunicación de Adjudicación de la Primera Etapa” es la comunicación enviada por las Entidades Receptoras de Aceptaciones de la Primera Etapa a los Adjudicatarios en la Primera Etapa, a las Entidades Financiadoras y a los administradores de fondos de cesantías, con la información y según el procedimiento que se establece en el numeral 4.12 del Reglamento de Enajenación, donde incluirán la papeleta de bolsa.
- 1.23 “Cuadernillo de Ventas” es el presente documento en el cual se establecen las características de las Acciones, las condiciones de las Ofertas Públicas de Venta y la información relevante de la EEB.

- 1.24“Cuentas para el Pago” son las cuentas bancarias identificadas por cada una de las Entidades Receptoras de Aceptaciones de la Primera Etapa, dispuestas para que los Adjudicatarios y/o las Entidades Financiadoras y/o los administradores de cesantías depositen o transfieran el precio de las Acciones en los términos señalados en el Reglamento.
- 1.25“Deceval” es el Depósito Centralizado de Valores de Colombia Deceval S.A., entidad encargada de la custodia y administración de las Acciones, llevando a cabo, entre otras, las anotaciones en cuenta de las Acciones y la tenencia y administración del libro de accionistas de la EEB.
- 1.26“Depositante Directo” es la persona que de acuerdo con el reglamento de operaciones de Deceval aprobado por la Superintendencia Financiera de Colombia, puede acceder directamente a los servicios de Deceval y haya suscrito un contrato de mandato con el Adjudicatario.
- 1.27“Destinatarios de Condiciones Especiales” de conformidad con lo establecido en el artículo 3º de la Ley 226 de 1995, el artículo 16, numeral 3, de la Ley 789 de 2002 y en el artículo 3 del Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014, son: (i) los trabajadores activos y pensionados de la EEB y de las Subordinadas Colombianas, que son aquellas en donde ésta última tiene participación mayoritaria; (ii) los nacionales o residentes colombianos que sean trabajadores activos y pensionados de las Subordinadas Extranjeras, que son aquellas en donde la EEB tiene participación mayoritaria; (iii) los extrabajadores de la EEB y de las Subordinadas Colombianas siempre y cuando no hayan sido desvinculados con Justa Causa; (iv) los extrabajadores de las Subordinadas Extranjeras que sean nacionales o residentes colombianos, siempre y cuando no hayan sido desvinculados con Justa Causa; (v) las asociaciones de empleados o exempleados de la EEB; (vi) los sindicatos de trabajadores debidamente constituidos de conformidad con la ley; (vii) las federaciones de sindicatos de trabajadores y confederaciones de sindicatos de trabajadores debidamente constituidas de conformidad con la ley; (viii) los fondos de empleados debidamente constituidos de conformidad con la ley; (ix) los fondos mutuos de inversión debidamente constituidos de conformidad con la ley; (x) los fondos de cesantías y de pensiones debidamente constituidos de conformidad con la ley; (xi) las entidades cooperativas definidas por la legislación cooperativa debidamente constituidas de conformidad con la ley, y (xii) las cajas de compensación familiar debidamente constituidas de conformidad con la ley.
- 1.28“Día Hábil” es cualquier día calendario de lunes a viernes, excluyendo días festivos en la República de Colombia. En el supuesto de que el último día de un período cualquiera establecido en el Reglamento de Enajenación no fuese un Día Hábil, el último día de tal período será el Día Hábil siguiente al referido día calendario. Cuando el Reglamento de Enajenación se refiera a día y no se precise otra cosa se entenderá que es Día Hábil. Un Día Hábil será hábil entre las 9:00 am y las 4:00 pm (hora colombiana). En todo caso el Día Hábil en el que termine cualquier plazo, será hábil hasta las 4:00 pm de ese día.
- 1.29“Ecopetrol” es la empresa Ecopetrol S.A.

- 1.30“EEB” es la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., sociedad por acciones, constituida como empresa de servicios públicos mixta, bajo el régimen de los servicios públicos domiciliarios.
- 1.31“Enajenante” es Ecopetrol.
- 1.32“Entidades Financiadoras” son las entidades financieras listadas en el Anexo 3 del Reglamento que han establecido líneas de crédito especiales para financiar la adquisición de las Acciones, en los términos señalados en el numeral 4.8 y en el Anexo 3 del Reglamento.
- 1.33“Entidades Receptoras de Aceptaciones de la Primera Etapa” son las sociedades comisionistas de bolsa que se identifiquen en el Aviso de Oferta de la Primera Etapa a través de las cuales se recibirán las Aceptaciones en la Primera Etapa.
- 1.34“Fecha de Adjudicación de la Primera Etapa” es la fecha en la cual la BVC realiza la Adjudicación de la Primera Etapa.
- 1.35“Fecha de Enajenación” es la fecha o fechas en las que, en relación con cada Adjudicatario, se registre como accionista a dicho Adjudicatario, en el libro de registro de accionistas, de conformidad con las instrucciones impartidas por el Enajenante.
- 1.36“Fecha de Reanudación” es el Día Hábil que se señale en el Aviso de Reanudación de la Primera Etapa, en el cual, tras producirse una interrupción, se reanuda la Primera Etapa.
- 1.37“Formulario Electrónico” es el documento mediante el cual un Destinatario de Condiciones Especiales presenta una Aceptación.
- 1.38“Inversionista Profesional” es el Destinatario de Condiciones Especiales que cumpla con los requisitos señalados en el Artículo 7.2.1.1.1 del Decreto 2555 de 2010 que sean aplicables, incluyendo: (a) que tenga un patrimonio igual o superior a diez mil (10.000) salarios mínimos legales mensuales vigentes y al menos una de las siguientes condiciones: (i) ser titular de un portafolio de inversión de valores igual o superior a cinco mil (5.000) salarios mínimos legales mensuales vigentes, o (ii) haber realizado directa o indirectamente quince (15) o más operaciones de enajenación o de adquisición, durante un período de sesenta (60) días calendario, en un tiempo que no supere los dos (2) años anteriores al momento en que se vaya a realizar la calificación como inversionista calificado de acuerdo con la ley colombiana aplicable. El valor agregado de estas operaciones debe ser igual o superior al equivalente a treinta y cinco mil (35.000) salarios mínimos legales mensuales vigentes; o (b) tenga vigente la certificación de profesional del mercado como operador otorgada por un organismo autorregulador del mercado de valores; o (c) sean organismos financieros extranjeros y multilaterales; o (d) sean vigiladas por la Superintendencia Financiera de Colombia.

- 1.39“Inversionistas de la Segunda Etapa” son las personas que decidan presentar una Orden de Compra por las Acciones ofrecidas en desarrollo de la Oferta Pública de Venta en la Segunda Etapa.
- 1.40“Justa Causa” significa aquellas situaciones que permiten la terminación unilateral de un contrato de trabajo por parte del empleador, sin la obligación correlativa de pagar una indemnización al empleado, de conformidad con las leyes que rijan la relación laboral.
- 1.41 “Oferta Pública de Venta en la Primera Etapa” es la oferta pública de venta de las Acciones formulada por el Enajenante, dirigida a los Destinatarios de Condiciones Especiales.
- 1.42“Oferta Pública de Venta en la Segunda Etapa” es la oferta pública de enajenación de las Acciones no adquiridas por los Destinatarios de Condiciones Especiales en la Primera Etapa, que formulará el Enajenante en el mercado secundario en Colombia o en el exterior, mediante cualquier procedimiento válido que determine el Enajenante.
- 1.43“Ofertas Públicas de Venta” son la Oferta Pública de Venta en la Primera Etapa y la Oferta Pública de Venta en la Segunda Etapa.
- 1.44“Orden de Compra” es la orden de compra que coloca un Inversionista de la Segunda Etapa cuyo propósito es adquirir una o varias de las Acciones ofrecidas en desarrollo de la Oferta Pública de Venta en la Segunda Etapa.
- 1.45“Precio por Acción Para la Primera Etapa” es el precio fijo por Acción de \$1740, que se incluirá en el Aviso de Oferta de la Primera Etapa, el cual podrá modificarse en cumplimiento de lo establecido en el numeral 2 del artículo 11 de la Ley 226 de 1995 y en el Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014.
- 1.46“Primera Etapa” es la primera etapa del Programa de Enajenación, en la cual se efectúa la Oferta Pública de Venta en la Primera Etapa, dirigida a los Destinatarios de Condiciones Especiales para que presenten Aceptaciones, en los términos del artículo 3 del Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014.
- 1.47“Programa de Enajenación” es el programa de enajenación de las Acciones propiedad del Enajenante y que fue aprobado por medio del Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014.
- 1.48“Reglamento de Enajenación o Reglamento” es el documento que fija las reglas y procedimientos aplicables al Programa de Enajenación en su Primera Etapa y Segunda Etapa.
- 1.49 “RNVE” es el Registro Nacional de Valores y Emisores regulado por la Ley 964 de 2005 y el Decreto 2555 de 2010, según sean modificados de tiempo en tiempo.
- 1.50“Sala de Información” significa el portal de internet www.ecopetrol.com.co en donde se encuentra (i) la información que se pone a disposición de los destinatarios de las Ofertas

Públicas de Venta; (ii) el Cuadernillo de Ventas; (iii) el Reglamento de Enajenación y sus Adendas; (iv) el Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014; (v) los Avisos; (vi) el Boletín Normativo que expida la BVC para este proceso; (vii) el acta en la que conste la Adjudicación de la Primera Etapa, y (viii) los demás documentos que el Enajenante considere oportuno incluir.

1.51 “Segunda Etapa” es la segunda etapa del Programa de Enajenación, en la cual se efectúa la Oferta Pública de Venta en la Segunda Etapa dirigida al público en general, en Colombia o en el exterior, en los términos del artículo 3 del Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014 y el numeral 5 del Reglamento de Enajenación.

1.52 “Solicitud de Desembolso” es una carta en la cual el Aceptante manifiesta al administrador del fondo de cesantías que administra sus cesantías, su intención de participar en el presente proceso de enajenación, señalando el monto de cesantías que pretende comprometer para tal fin, en los términos del artículo 2 del Decreto 1171 de 1996, mediante el diligenciamiento y presentación del formato que se incluye como Anexo 5B del Reglamento.

1.53 “Subordinadas” son las Subordinadas Colombianas y las Subordinadas Extranjeras en donde EEB tiene participación mayoritaria según artículo 3º de la Ley 226 de 1995.

1.54 “Subordinadas Colombianas” exclusivamente para efectos del presente Reglamento de Enajenación, son Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P., Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. EEB Gas S.A.S., Codensa S.A. E.S.P., y Emgesa S.A. E.S.P. y la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., Empresa de Movilidad de Bogotá S.A.S. ESP, EEBGEN S.A.S.

1.55 “Subordinadas Extranjeras” exclusivamente para efectos del presente Reglamento de Enajenación, son EEB International Ltd. (Islas Caimán), TGI International Ltd. (Islas Caimán), Contugas S.A.C. (Perú), Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. (Guatemala), EEB Perú Holding Ltd. (Islas Caimán), Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Perú), EEB Ingeniería y Servicios S.A. (Guatemala), EEB Energy Re Ltd. (Islas Bermuda), EEBIS Perú S.A.C. (Perú), e Inversiones en Energía Latino América Holding S.L. (España).

2. CONDICIONES GENERALES DE LA OFERTA

El propósito del presente Cuadernillo de Ventas es informar a los Destinatarios de las Condiciones Especiales de Primera Etapa sobre el proceso de enajenación y sus condiciones.

La enajenación de las acciones que Ecopetrol posee en EEB, es producto de la decisión corporativa tomada en la junta directiva, con el propósito de optimizar el uso de los activos que Ecopetrol mantiene en su portafolio.

Por medio del Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014, se aprobó el Programa de Enajenación de las Acciones que el Enajenante posee en la EEB. Dicho Programa de Enajenación fue enviado a la Defensoría del Pueblo en carta remitida por Ecopetrol el día 17 de mayo de 2013, de conformidad con lo establecido en el párrafo del Artículo 7 de la Ley 226 de 1995 e igualmente recibió concepto favorable del Consejo de Ministros en su sesión del día 1 de septiembre de 2014

El Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014 establece la enajenación de las Acciones en dos etapas principales, así:

- a) **Primera Etapa.** Es la primera etapa del Programa de Enajenación, en la cual se efectúa la Oferta Pública de Venta en la Primera Etapa, dirigida a los Destinatarios de Condiciones Especiales para que presenten Aceptaciones, en los términos del Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014 y el numeral 4 del Reglamento de Enajenación. Esta Oferta Pública y objeto del presente cuadernillo de ventas, está dirigida exclusivamente a los Destinatarios de las Condiciones Especiales de Primera Etapa.
- b) **Segunda Etapa.** Es la segunda etapa del Programa de Enajenación, en la cual se efectúa la Oferta Pública de Venta en la Segunda Etapa dirigida al público en general, en Colombia o en el exterior. Los términos y condiciones de la Segunda Etapa serán fijados con posterioridad por el Enajenante a su discrecionalidad y en observancia de la Ley 226 de 1995 y las demás normas que le resulten aplicables.

2.1 PLAZO DE LA OFERTA

- (I) Duración de la Oferta Pública: La Oferta Pública de Venta en la Primera Etapa tendrá vigencia desde las 9:00 a.m. del 20 de mayo de 2014 hasta las 4 p.m. del 21 de julio de 2014, término durante el cual los Aceptantes deberán presentar su Aceptación ante las Entidades Receptoras de Aceptaciones de la Primera Etapa.
- (II) Interrupciones: En caso de que dentro del plazo de la oferta establecido en el ordinal (I) anterior, y por determinación del Enajenante se decida interrumpir la Primera Etapa en los términos del numeral 2 del artículo 11 de la Ley 226 de 1995, el Enajenante publicará por lo menos en dos (2) diarios que tengan amplia circulación en el territorio nacional. En cada uno de los países en los que haya Subordinadas Extranjeras donde la EEB tenga participación mayoritaria, se utilizará el mismo mecanismo descrito anteriormente, salvo que en dicho país solo exista un (1) diario de amplia circulación, informando sobre la interrupción de la Primera Etapa. El Programa de Enajenación se entenderá interrumpido a partir del día de publicación del Aviso de Interrupción y hasta la Fecha de Reanudación. Durante la interrupción, Ecopetrol podrá reanudar el proceso en la Primera Etapa mediante la publicación de un Aviso de Reanudación de la Primera Etapa, que incluirá las nuevas condiciones con las cuales continuará la Oferta Pública de Venta en la Primera Etapa. En cualquier caso, el nuevo término que se fije, sumado al término de vigencia inicial, no podrá ser inferior a dos (2) meses.

Si como consecuencia de una interrupción se presenta una disminución en el Precio por Acción para la Primera Etapa, se entenderá que quienes hayan presentado Aceptaciones con anterioridad a la fecha de publicación del Aviso de Interrupción, consienten en el nuevo Precio Por Acción para la Primera Etapa para el mismo número de Acciones incluido en su Aceptación, sin necesidad de actuación o ratificación adicional, salvo que dentro de los días que resten de la Oferta Pública de Venta de la Primera Etapa, presenten ante la respectiva Entidad Receptora de Aceptaciones de la Primera Etapa una comunicación escrita en la cual el Aceptante de manera expresa manifieste que retira su Aceptación, en los términos del Anexo 7 del Reglamento de Enajenación.

Si como consecuencia de una interrupción se presenta un incremento en el Precio por Acción para la Primera Etapa, se entenderán desistidas todas las Aceptaciones presentadas, que no sean ratificadas bajo las nuevas condiciones publicadas en el Aviso de Reanudación de la Primera Etapa, dentro del plazo indicado en párrafos posteriores. Si un Aceptante no ratifica las nuevas condiciones, podrá solicitar

la devolución de todos los documentos que haya presentado, personalmente o por escrito, dentro de los quince (15) Días Hábiles siguientes a la publicación del Aviso de Reanudación de la Primera Etapa, sin perjuicio de que pueda presentar, una vez se reanude la Primera Etapa, una nueva Aceptación con sujeción al nuevo Precio por Acción. Las Entidades Receptoras de Aceptaciones de la Primera Etapa informarán a sus clientes cuando sea necesario presentar una ratificación.

La ratificación frente a las nuevas condiciones señaladas en el Aviso de Reanudación de la Primera Etapa deberá hacerse mediante la firma de una nueva impresión del Formulario Electrónico en la parte señalada para el efecto.

Los Aceptantes que deseen presentar su ratificación a las nuevas condiciones personalmente, deberán hacerlo dentro de los días que resten de la Oferta Pública de Venta de la Primera Etapa, ante la Entidad Receptora de Aceptaciones de la Primera Etapa ante la cual presentaron su Aceptación inicial.

Los Aceptantes que debiendo hacerlo, no hayan ratificado las nuevas condiciones, tendrán derecho a la devolución del dinero consignado en efectivo en las Cuentas para el Pago, devolución que hará la respectiva Entidad Receptora de Aceptaciones de la Primera Etapa. En ningún caso, habrá lugar a reconocimiento de intereses o rendimiento alguno. Todos los impuestos y gastos que se generen por dicha devolución serán por cuenta del Aceptante.

Durante la etapa de interrupción no se recibirán documentos físicos ni electrónicos a través de los cuales se pretenda adquirir acciones por parte de los Destinatarios de Condiciones Especiales. En caso que tales documentos sean presentados por los Destinatarios de Condiciones Especiales antes las Entidades Receptoras de Aceptación, estas procederán con su rechazo.

2.2 ACEPTACIONES

La presentación de Aceptaciones en la Primera Etapa deberá efectuarse mediante el diligenciamiento en forma personal o vía telefónica del Formulario Electrónico cuya impresión hace parte del Reglamento de Enajenación como Anexo 1, que constituye el único formato válido para presentar una Aceptación. En el evento en que la Entidad Receptora de Aceptaciones de la Primera Etapa firme el correspondiente Formulario Electrónico, se deberá adjuntar un poder en los términos de los Anexos 2A o 2B, según corresponda. Al Reglamento de Enajenación se podrá acceder en la Sala de Información y a través de las Entidades Receptoras de Aceptaciones de la Primera Etapa. No se considerarán válidas las Aceptaciones que no sean presentadas mediante el Formulario Electrónico. No se tendrán en cuenta las Aceptaciones presentadas por fracciones de Acción. Las Entidades Receptoras de Aceptaciones de la Primera Etapa podrán requerir la vinculación del Aceptante como cliente (con el cumplimiento de todos los procedimientos legales e internos señalados para tal efecto) previamente a recibir una Aceptación.

Los Destinatarios de Condiciones Especiales que se encuentren interesados en adquirir Acciones para participar en el Programa de Enajenación, deberán estar vinculados como clientes o diligenciar y entregar el formulario de vinculación con sus respectivos anexos, que será exigido por las Entidades Receptoras de Aceptaciones de la Primera Etapa.

Con el diligenciamiento y firma del Formulario Electrónico, el Aceptante manifiesta que conoce y acepta los términos y condiciones del Programa de Enajenación, incluyendo todas las normas que le resulten aplicables. Diligenciado el Formulario Electrónico la respectiva Entidad Receptora de Aceptaciones de la Primera Etapa deberá imprimir tres ejemplares en donde constará el registro de fecha y hora de diligenciamiento del Formulario de Electrónico. Los tres ejemplares deberán ser firmados por el Destinatario de Condiciones Especiales.

La respectiva Entidad Receptora de Aceptaciones de la Primera Etapa recaudará la documentación que se señala en los numerales 4.5.1 y 4.5.2 del Reglamento, en el entendido de que toda la documentación, incluyendo los tres ejemplares del Formulario Electrónico debidamente firmados, deberá ser recibida por las Entidades Receptoras de la Primera Etapa dentro del término de la Oferta Pública de Venta en la Primera Etapa que se señala en el numeral 4.4.1. del Reglamento.

Sin perjuicio de lo anterior SE CONSIDERA INDISPENSABLE LA LECTURA INTEGRAL DEL REGLAMENTO DE ENAJENACIÓN Y DEMÁS DOCUMENTOS QUE RIJEN LA PRIMERA ETAPA DEL PROGRAMA PARA QUE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS PUEDAN EVALUAR ADECUADAMENTE LA CONVENIENCIA DE LA INVERSIÓN.

Adicionalmente, el Destinatario de Condiciones Especiales, debe tener en cuenta las reglas en el numeral siguiente.

2.3 OTRAS CONDICIONES RELEVANTES DE LA OFERTA

A continuación se relacionan otras condiciones relevantes de la Oferta contenidas en el Reglamento de Enajenación. Sin perjuicio de lo anterior SE CONSIDERA INDISPENSABLE LA LECTURA INTEGRAL DEL REGLAMENTO DE ENAJENACIÓN Y DEMÁS DOCUMENTOS QUE RIJEN LA PRIMERA ETAPA DEL PROGRAMA PARA QUE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS PUEDAN EVALUAR ADECUADAMENTE LA CONVENIENCIA DE LA INVERSIÓN.

REGLAS PARA PRESENTAR ACEPTACIONES POR PARTE DE PERSONAS NATURALES Y JURÍDICAS. Ver numeral 4.6 del Reglamento de Enajenación.

EFFECTOS DEL INCUMPLIMIENTO DE LA OBLIGACIÓN DE NO ENAJENACIÓN. Ver numeral 4.7 del Reglamento de Enajenación.

FINANCIACIÓN. Ver numeral 4.8 del Reglamento de Enajenación.

DEFICIENCIAS EN LA PRESENTACIÓN DE LA ACEPTACIÓN Y EVENTOS DE RECHAZO. Ver numeral 4.9 del Reglamento de Enajenación.

ADJUDICACIÓN DE LA PRIMERA ETAPA. Ver numeral 4.11 del Reglamento de Enajenación.

PAGO. Ver numeral 4.13 del Reglamento de Enajenación.

3. INFORMACIÓN GENERAL SOBRE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. ESP(EEB)

El propósito de la presente sección del Cuadernillo de Ventas es otorgar a los Destinatarios de las Condiciones Especiales de Primera Etapa la información corporativa disponible sobre la EEB.

LA INFORMACIÓN QUE SE PRESENTA A CONTINUACIÓN EN LOS NUMERALES 3 AL 6 DEL PRESENTE CUADERNILLO, FUE SUMINISTRADA POR LA EEB, POR LO QUE ECOPEPETROL EN SU CALIDAD DE ENAJENANTE DE LAS ACCIONES, NO SE HACE RESPONSABLE POR LA VERACIDAD, SUFICIENCIA E INTEGRIDAD DE DICHA INFORMACIÓN.

La Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P es un emisor inscrito en el Registro Nacional de Valores y Emisores RNVE de la Superintendencia Financiera de Colombia, y por tanto tiene la obligación de publicar la información relevante concerniente a él, en el sitio dispuesto por esta superintendencia, el cual podrá ser consultado a través de la página www.superfinanciera.gov.co.

Para mayor información sobre el emisor, se recomienda consultar en el hipervínculo "SIMEV" en la página web www.superfinanciera.gov.co o en la página del emisor: <http://www.grupoenergiadebogota.com/inversionistas>

3.1 BREVE HISTORIA DE LA EEB

La historia de la EEB está ligada estrechamente a la ciudad de Bogotá. Se puede afirmar que el progreso de Bogotá ha sido paralelo al desarrollo de la EEB, creada en 1896 con el objetivo de proveer servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. En 1996 adopta un modelo público privado, separando los negocios de generación y distribución.

La EEB es una sociedad por acciones, transformada a una empresa de servicios públicos mixtos mediante Escritura Pública No. 0610 del 3 de junio de 1996, otorgada en la Notaría 28 de Bogotá, e inscrita en la Cámara de Comercio bajo la matrícula No. 0075138. Se encuentra sometida al régimen de los servicios públicos domiciliarios, las reglas de Código de Comercio y, en general, por reglas del derecho privado sobre sociedades anónimas, conforme a la Ley 142 de 1994, siendo Bogotá Distrito Capital el accionista mayoritario.

La EEB está conformada por tres áreas de negocios: (i) transporte de electricidad y gas natural; (ii) inversiones de portafolio accionario; y (iii) servicios conexos a las actividades energéticas.

A partir del 2002 inició su internacionalización, adquiriendo cuarenta por ciento de las acciones de Red de Energía del Perú (2002) y Consorcio Transmantaro S.A. (2006), continuando su expansión para convertirse en la casa matriz del Grupo de Energía de Bogotá, el cual está conformado por las Subordinadas, y por compañías en el exterior, tales como Contugas S.A.C, Cálidda – Gas Natural del Perú, Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. EEC, DECSA, TGI, EEB Ingeniería y Servicios y EEBIS Perú.; adicionalmente, posee inversiones relevantes en otros negocios del sector energético, en importantes empresas como Codensa S.A., Emgesa S.A., Promigas S.A., Gas Natural S.A., Electrificadora del Meta S.A., ISA S.A. e Isagen S.A.

3.2 NATURALEZA JURÍDICA

La EEB es una empresa de servicios públicos, constituida como sociedad anónima por acciones, conforme a las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994. La sociedad tiene autonomía administrativa, patrimonial y

presupuestal, ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado, como empresario mercantil de carácter sui generis, dada su función de prestadora de servicios domiciliarios.

Teniendo en cuenta su composición accionaria, es una sociedad constituida con aportes estatales y privados, de carácter u orden distrital, en la cual los entes del estado tienen por lo menos el cincuenta y un por ciento (51%) del capital social, de conformidad con el Acuerdo No. 001 de 1996 del Concejo de Santa Fe de Bogotá, Distrito Capital, que autorizó su organización como sociedad por acciones en desarrollo de las disposiciones contenidas en el artículo 17 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 104 del Decreto Ley 1421 de 1993.

3.3 DURACIÓN

De acuerdo con los estatutos sociales, el término de duración de la EEB, es indefinido

3.4 OBJETO SOCIAL Y ACTIVIDADES

La sociedad tiene como objeto principal la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, incluido dentro de ella el gas y líquidos combustibles en todas sus formas así mismo, podrá participar como socia o accionista en otras empresas de servicios públicos directamente o asociándose con otras personas. De igual manera, podrá desarrollar y participar, directa e indirectamente, en proyectos de ingeniería de infraestructura, y realizar inversiones en este campo, incluyendo la prestación de servicios y actividades relacionadas.

3.5 ACCIONISTAS

Las Acciones de la EEB se encuentran registradas en el RNVE e inscritas en la BVC. De acuerdo con la información disponible en el libro de registro de accionistas, administrado por DECEVAL, el cual fue revisado en ejercicio del derecho de inspección por parte de Ecopetrol como accionista de la EEB, los accionistas con corte al 31 de marzo de 2015 son:

Accionista	No. De Acciones	Participación
Bogotá, Distrito Capital	7.003.161.430	76,277%
Ecopetrol	631.098.000	6,874%
Administradoras de Fondos de Pensiones	920.543.509	10,026%
Corporación Financiera Colombiana S.A.	327.150.500	3,563%
Otros	299.223.578	3,259%

3.6 VIGILANCIA ESTATAL

La Sociedad se encuentra sometida al control, inspección y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y al control concurrente de la Superintendencia Financiera.

4. INFORMACIÓN SOBRE EL SECTOR ECONÓMICO AL QUE PERTENECE LA E.E.B.

4.1 REMUNERACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE LA CADENA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

4.1.1 Generación de Energía.

La remuneración de esta actividad se produce en un mercado en competencia a través del Mercado de Energía Mayorista (MEM), donde los generadores y comercializadores venden y compran energía en grandes bloques.

Para el desarrollo de las transacciones, existe un mercado de corto plazo y un mercado de largo plazo. En el mercado de corto plazo (Bolsa de Energía o spot), los generadores mediante subastas diarias ofertan precios y declaran disponibilidades de su energía. En el mercado de largo plazo, se celebran contratos bilaterales que permiten a los compradores un cubrimiento de la volatilidad de precio que se presenta en el mercado de Spot..

La expansión del parque de generación es libre. Sin embargo, para incentivar el desarrollo de nuevos proyectos se estableció un esquema de Cargo por Confiabilidad, con el cual se busca remunerar la Energía Firme que los generadores pueden entregar al sistema bajo condiciones de hidrología crítica, asegurando un ingreso adicional al que perciben por la venta de su energía a través de los contratos y la Bolsa de Energía. El mecanismo de asignación de las obligaciones asociadas al Cargo por Confiabilidad, es una subasta.

4.1.2 Transmisión de Energía.

Por tener esta actividad la condición de monopolio natural, la misma se encuentra Regulada. El procedimiento para determinar el ingreso que reciben los transportadores depende de si los activos hacen parte de la red existente a 31 de diciembre de 1999 , incluyendo sus ampliaciones (activos existentes) o si éstos han sido o serán construidos bajo el mecanismo de convocatorias públicas que comenzó a aplicarse posteriormente.

4.1.2.1 Remuneración Activos Existentes

La Resolución CREG 011 de 2009 establece que el ingreso máximo es la metodología de remuneración de la actividad de transmisión, la cual es revisada cada cinco (5) años. Por esta razón y de acuerdo con la Agenda Regulatoria de la CREG, se espera que la nueva metodología tarifaria sea expedida en 2014 y entre en vigencia para el periodo 2015 - 2020.

El ingreso se determina a partir de la suma de la remuneración de la inversión y la remuneración de los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM).

La remuneración de la inversión corresponde a una anualidad calculada sobre el Valor de Reposición a Nuevo (VRN) de los activos eléctricos descontados a una tasa establecida regulatoriamente; mientras que la remuneración del AOM se actualiza anualmente a partir de los gastos contables del año anterior, considerando la exclusión de algunas cuentas relacionadas con reposiciones y gastos no imputables a la actividad. El AOM reconocido se expresa como porcentaje del VNR de los activos.

4.1.2.2 Remuneración Activos por Convocatorias

El mecanismo de convocatoria se diseñó para propiciar la expansión del Sistema de Transmisión Nacional. Está regulado por la CREG a través de la Resolución 022 de 2001.

El ingreso para los primeros veinticinco años (25) de operación corresponde al Ingreso Anual Esperado ofertado por el transportador que resulta ganador de la convocatoria. Una vez cumplido el año veinticinco, el ingreso se calcula con el procedimiento que aplica para la remuneración de los activos existentes

4.1.3 Distribución de Energía Eléctrica.

Al igual que la transmisión de energía, la distribución eléctrica se encuentra Regulada por tener la condición de monopolio natural.

La resolución CREG 097 de 2008 define la metodología y principios generales para establecer los cargos de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Distribución Local (SDL). Esta metodología es revisada cada cinco (5) años. De acuerdo con la Agenda de la CREG, se espera que la nueva metodología tarifaria sea expedida en 2015 y esté vigente para el periodo 2015 - 2020.

El ingreso se determina a partir de la suma de la remuneración de la inversión y la remuneración de los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM), diferenciando el esquema utilizando para el nivel de tensión 4 frente a los niveles de tensión 1,2 y 3.

En la metodología vigente los ingresos del distribuidor asociados a los niveles de tensión 1, 2 y 3, se determinan mediante un mecanismo de price cap, donde la CREG determina para cada nivel de tensión un cargo máximo unitario que puede cobrar el distribuidor por unidad de energía distribuida. Para el nivel de tensión 4 se determina un ingreso máximo o revenue cap, similar al aplicado a los transportadores.

La remuneración de la inversión corresponde a una anualidad calculada sobre el Valor de Reposición a Nuevo (VRN) de los activos eléctricos descontados a una tasa establecida regulatoriamente; mientras que la remuneración del AOM se actualiza anualmente a partir de los gastos contables del año anterior, considerando la exclusión de algunas cuentas relacionadas con reposiciones y gastos no imputables a la actividad. El AOM reconocido se expresa como porcentaje del VRN de los activos.

4.1.4 Comercialización de energía eléctrica.

La remuneración de esta actividad se produce en un mercado en competencia. La Resolución CREG 024 de 1995 la define como “actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales”.

Los comercializadores pueden estar integrados verticalmente en el ejercicio de las actividades de generación y distribución de energía eléctrica.

El comercializador que atiende el mercado regulado, es remunerado mediante un cargo máximo por mercado (costo base de comercialización), que reconoce los costos de todos los procesos comerciales desde la lectura de contadores hasta el recaudo, atención al cliente, gestión de compra de energía. Este cargo se actualiza mensualmente con el IPC.

4.2 Sector Eléctrico en Guatemala – Transporte de Energía

4.2.1 Marco Regulatorio

El sector se encuentra regulado, por diferentes entidades. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) desempeña las labores de regulación, planeación y vela por el cumplimiento de las obligaciones por parte de los adjudicatarios y concesionarios, además de proteger los derechos de los usuarios. El Ministerio de Energía y Minas (MEM), vigila el cumplimiento de leyes y establece la política energética, el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) que desarrolla las transacciones y operación del Mercado mayorista y la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), que depende directamente de Presidencia liderando los temas de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente; así como el otorgamiento Licencias ambientales.

4.2.2 Remuneración de la Transmisión de Energía Eléctrica.

Al igual que en Colombia, la transmisión de energía es un monopolio natural y por tanto se encuentra Regulado. Se cuenta con dos mecanismos de remuneración; diferenciado para los activos existentes y los nuevos activos.

4.2.2.1 Remuneración Activos Existentes

Para el Sistema Principal de Transporte, se calcula un peaje máximo en proporción a la Potencia Firme. Este valor se obtiene de dividir el costo anual de transmisión del sistema principal entre la Potencia Firme total del Sistema Nacional Interconectado.

Para el Sistema Secundario, se calcula un peaje máximo en proporción a la Potencia Firme. Este valor se obtiene de dividir el costo anual de transmisión del sistema secundario correspondiente, entre la Potencia Firme total relacionada con el sistema secundario correspondiente.

Los principales criterios establecidos en la metodología de remuneración son:

- Cuando los peajes de transmisión no sean acordados por las partes, serán establecidos por la CNEE.
- La CNEE remunera el valor a reposición a nuevo de los activos, así como los costos de administración, operación y mantenimiento.
- El pago de la remuneración se hace a través de un peaje, tanto para el sistema de transmisión principal como secundario.
- El peaje en el sistema principal y su fórmula de ajuste automático se actualiza por la Comisión cada dos (2) años.
- La anualidad de la inversión existente se calcula teniendo en cuenta una tasa de descuento y, vida útil de los activos.

4.2.2.2 Remuneración Nuevos Activos

Existen dos mecanismos:

- Instalaciones construidas por Acuerdo entre las Partes. El Peaje será el costo acordado entre los usuarios y el transportador.
- Instalaciones construidas por Licitación Pública. El Peaje tendrá dos periodos de remuneración:
 - Período de Amortización: El transportador recibe como única remuneración el canon anual solicitado por el ganador de la licitación, que se paga a prorrata de la Potencia Firme y se divide en doce (12) cuotas iguales que se pagan mensualmente.
 - Período de Operación: Período posterior al de amortización. El Transportador recibe exclusivamente el peaje que corresponda al Sistema Principal de Transporte, aprobado por la CNEE.

Este último esquema es el que aplica actualmente para TRECSA. A la fecha se encuentra en el período de amortización que tiene una duración de quince (15) años.

4.3 Sector Gas en Colombia

Para la cadena del gas natural se expidió un esquema regulatorio que ha posibilitado el desarrollo del sector. El negocio de gas natural es de libre entrada en todos sus eslabones, lo cual implica que no requiere de permisos especiales para acceder al mercado.

Institucionalmente el país cuenta con las siguientes entidades encargadas de definir la política del sector, de desarrollar el marco regulatorio y de ejercer las funciones de vigilancia y control:

- Ministerio de Minas y Energía: Encargado de expedir la política del sector.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas: entidad de carácter técnico encargada de desarrollar el marco regulatorio del sector.
- Superintendencia de Servicios Públicos: Entidad responsable de la vigilancia y control de las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

En términos regulatorios, la distribución y el transporte de gas son remunerados a través de un esquema de tarifas que reconoce las inversiones y los gastos de administración, operación y mantenimiento del servicio (AOM), así como una rentabilidad asociada al riesgo presente en cada una de las actividades.

En la actividad de transporte las tarifas se fijan bajo una metodología Precio Techo *-Price Cap-* por tramo de gasoducto, lo cual significa que el transportador cobra cargos máximos (fijos y variables de inversión y AOM) por el uso de cada tramo de gasoducto (Resolución CREG 126 de 2010). El regulador aprueba al transportador un conjunto de cargos que contemplan diferentes combinaciones de cargo fijo y variable que remuneran la inversión del tramo en cuestión y un cargo fijo adicional que remunera los gastos de AOM. Del conjunto de cargos aprobado por el regulador, entre transportador y cliente acuerdan la pareja de cargos fijos y variables más conveniente para las partes.

La tarifa de transporte al usuario final resulta de la suma de los cargos que remuneran la inversión de todos los tramos utilizados por el cliente y sus respectivos cargos de AOM.

Los cargos que remuneran la actividad de transporte tienen una actualización anual atada a la variación del PPI de los Estados Unidos, para el caso de los cargos que remuneran la inversión y al IPC Colombiano, para los cargos de AOM.

Las inversiones en la infraestructura de transporte se remuneran en un periodo de veinte (20) años con una metodología que permite al transportador decidir al final de este periodo entre reponer a nuevo el activo o mantenerlo en operación, dependiendo del valor que resulte del peritaje que realice un experto sobre la infraestructura. En caso de mantenerse en operación el activo, el valor a reconocer durante los próximos 20 años será disminuido en proporción al tiempo que le queda para cumplir su vida útil de 50 años. En caso de optar por reponerlo, se remunerará de acuerdo con el valor de reposición establecido por el perito en su valoración y de acuerdo con criterios de eficiencia establecidos por el regulador.

La metodología de remuneración es revisada cada cinco (5) años y con base en esta revisión se determinan nuevos cargos de transporte. En la metodología actual, el transportador presenta sus inversiones existentes, plan de nuevas inversiones y gastos de AOM para que el regulador determine los cargos respectivos para cada tramo de gasoducto..

Para la actividad de transporte las extensiones del sistema se realizan por iniciativa privada o a solicitud del cliente interesado. Para los dos escenarios, la remuneración de la nueva infraestructura se realiza por un criterio de mínimo costo que se obtiene después de que el regulador (o el cliente interesado) hace pública la tarifa propuesta por el transportador inicial para verificar si hay otros transportadores interesados y recibir las ofertas correspondientes para desarrollar la misma infraestructura. La extensión la realiza el transportador que oferta la tarifa más baja.

La nueva metodología tarifaria para la actividad de transporte en Colombia se espera sea expedida en 2015 y estará vigente en el periodo 2015 - 2020.

Para la remuneración de la actividad de distribución el regulador fija cargos promedio diferenciales para dos segmentos de demanda -Residencial y No residencial-; estos cargos remuneran tanto la inversión en activos como los gastos de AOM eficientes.

La remuneración de los activos de distribución se efectúa a través de una metodología de costo medio histórico que reconoce los activos existentes a la fecha del cálculo tarifario (Resolución CREG 202 de 2013). Las inversiones en la infraestructura de distribución se remuneran en un periodo de veinte (20) años con una metodología de reposición a nuevo.

Para los clientes No Residenciales se permite al distribuidor la estructuración de una canasta de tarifas diferenciales, condicionada a que los ingresos provenientes de estos clientes no superen los ingresos provenientes del cargo promedio de distribución aplicable a los usuarios no residenciales.

Para la distribución de gas las expansiones del sistema se realizan por iniciativa privada y obedecen, principalmente, a la evolución de la demanda en los mercados de distribución. Para los mercados nuevos se reconocerán las inversiones que se proyecta realizar durante el periodo tarifario para atender la

demanda proyectada.

La metodología de distribución fue aprobada en el año 2013 y estará vigente hasta el año 2018.

4.4 Sector Gas Perú

Perú cuenta con una estructura institucional para el sector de gas conformada principalmente por una entidad que diseña la política (Ministerio de Energía y Minas) y por una entidad que se encarga de desarrollar la regulación y realizar vigilancia sobre los agentes que se encuentran en el mercado (OSINERGMIN). A diferencia de lo que ocurre en Colombia, en Perú las actividades de regulación, vigilancia y control se encuentran concentradas en una sola entidad.

Durante los últimos años el sector de gas ha sido muy dinámico, principalmente como resultado del Plan de Masificación de Gas Natural. Dicho plan promovió la inversión privada en construcción de infraestructura de transporte y distribución.

En términos regulatorios, el sector de gas mantiene la remuneración de los agentes por un período específico, reconociéndole el valor de sus activos y de todos los costos eficientes de prestación del servicio.

Las extensiones de la infraestructura de distribución se realizan mediante concursos públicos, producto de los cuales se otorgan a los ganadores concesiones con exclusividad por un periodo que normalmente se extiende por treinta (30) años prorrogables.

La rentabilidad y forma de remuneración para los primeros años de la concesión (normalmente 8) dependen de lo establecido contractualmente entre el Estado y el concesionario ganador del concurso. Al finalizar los primeros años del proyecto, la remuneración pasa a ser regulada y depende de la evolución de las inversiones y de las demandas del concesionario.

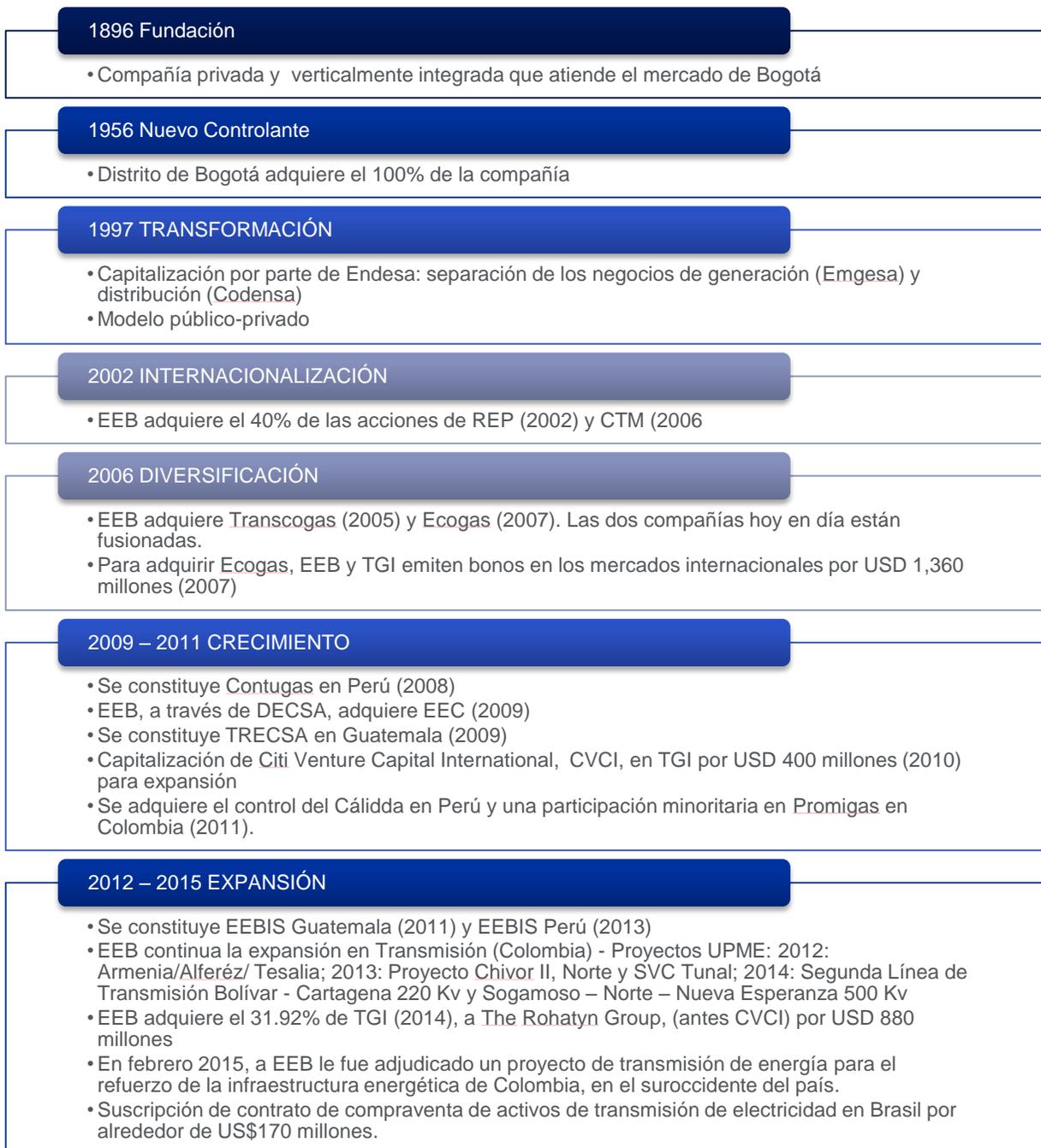
La tarifa base para la remuneración de los concesionarios de distribución de gas se revisa cada 4 años. Las inversiones desarrolladas en los años anteriores a la revisión y a desarrollar durante el próximo periodo de cuatro (4) años son revisadas y aprobadas por el regulador, sujetas a un análisis de eficiencia. Durante el año 2014 Cálidda, compañía que forma parte del GEB, fue sometida a un proceso de revisión tarifaria, producto del cual se aprobó una tarifa de distribución vigente para el periodo 2014 – 2017, la cual tuvo un incremento de tarifa promedio desde mayo de 2014 en 6.37%.

De acuerdo con lo anterior, la regulación de la actividad de distribución se encuentra sometida a los contratos de concesión, al Decreto Supremo 081 de 2007 (Reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos) y al Decreto Supremo 042 de 1999 (Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos).

5. DESCRIPCIÓN GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ (GEB)

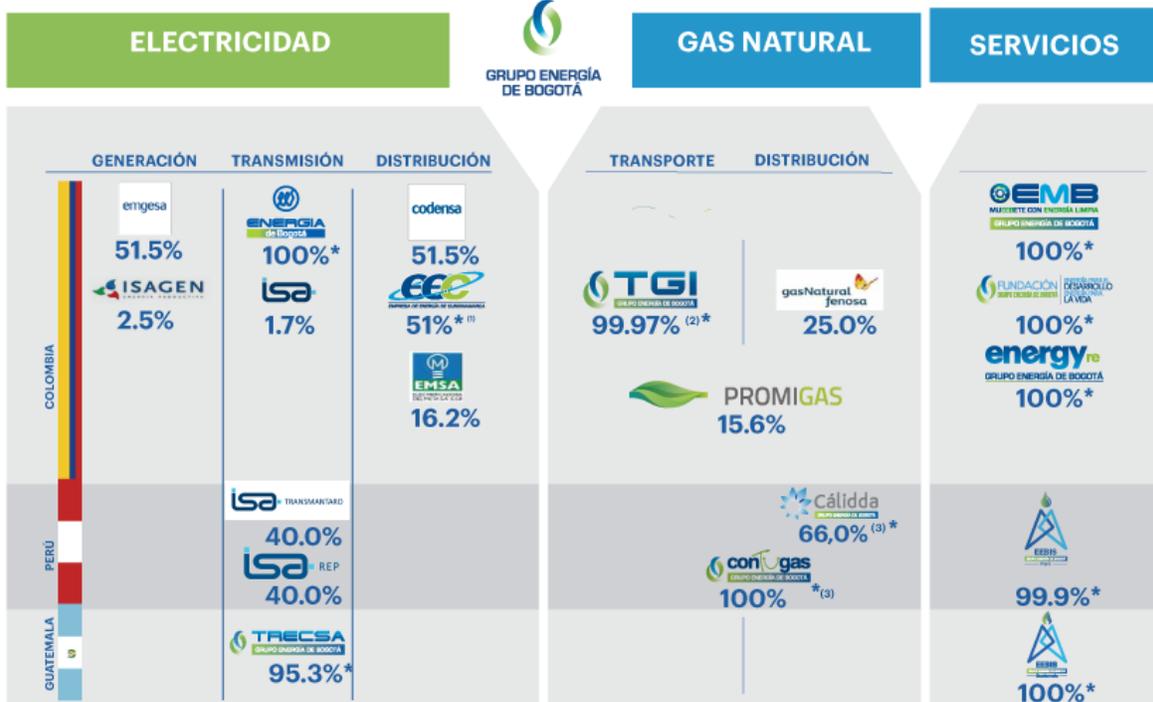
5.1 Historia del GEB

La siguiente gráfica muestra los principales eventos en la historia del Grupo Energía de Bogotá desde su fundación en 1886 hasta la fecha.



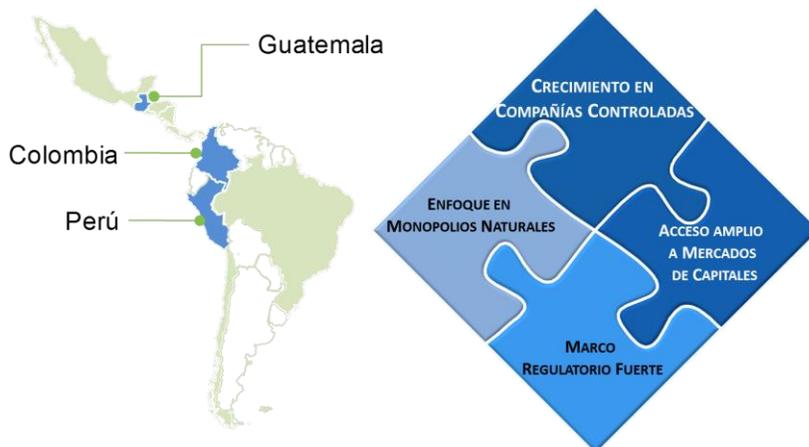
5.2 Estructura del GEB

El Grupo Energía de Bogotá participa, directa o indirectamente a través de su portafolio de inversiones, en los negocios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como en negocios de transporte y distribución de gas natural, tal como se muestra a continuación:



- * Controladas por EEB.
- *(1) EEB participa a través del Vehículo de Propósito Especial DECSA.
- *(2) EEB participa indirectamente a través de IELAH España.
- *(3) EEB tiene participación directa e indirecta.

5.3 Estrategia del GEB

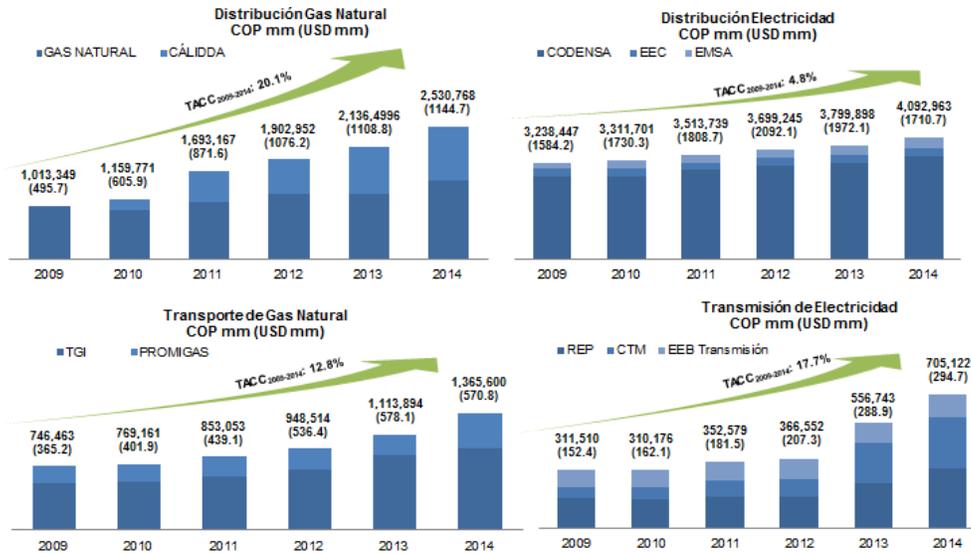


El Grupo Energía de Bogotá tiene como objetivo ser en el año 2024 el primer grupo transportador independiente de gas natural en América Latina y un actor relevante en transmisión y distribución de energía

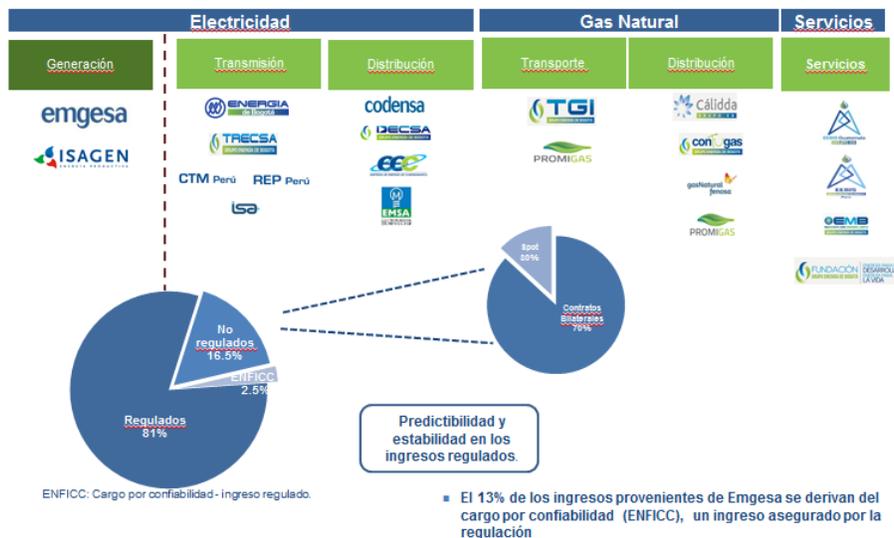
eléctrica y gas en la región. Adicionalmente, espera mantener una con participación importante en otros negocios del sector energético y ser reconocido como un grupo de clase mundial.

5.3.1 Crecimiento en monopolios naturales y negocios con control

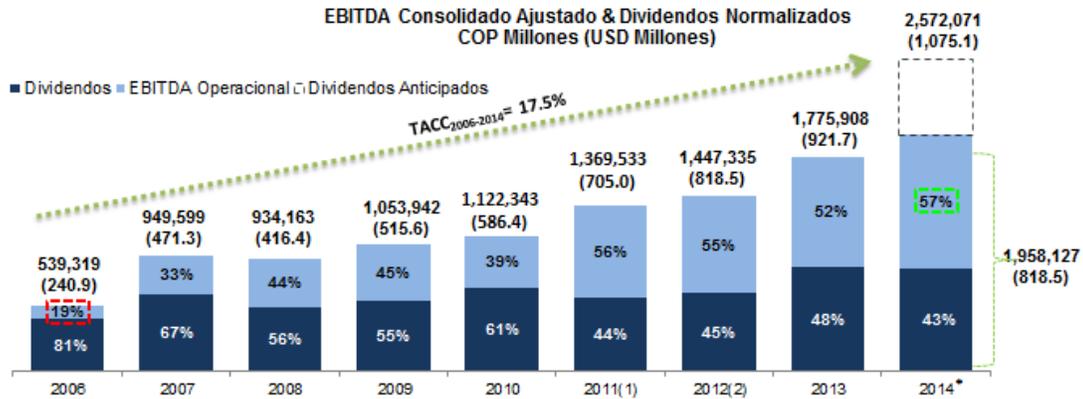
El Grupo Energía de Bogotá participa en los sectores de energía y gas natural, los cuales mantienen las mayores tasas de crecimiento en las economías de los países en los cuales participa el grupo, lo que deriva en ingresos estables y crecientes.



En consecuencia, el 81% de los ingresos del GEB proviene de negocios regulados.



El Grupo Energía de Bogotá, mediante su estrategia de crecimiento a través de monopolios naturales y negocios controlados, ha creado más valor para sus accionistas. Así, el EBITDA Consolidado del GEB ha crecido a una tasa compuesta del 17.5% desde el año 2006.



* Normalizado: En 2010, 2011 y 2014 se excluyen dividendos declarados por compañías no consolidadas basado en cierres financieros anticipados.

5.3.2 Proyectos en ejecución

Proyectos de filiales controladas

 TGI GRUPO ENERGIA DE BOGOTÁ	Transportadora de Gas Internacional Transporte de Gas Natural - Colombia <ul style="list-style-type: none"> • Construcción: Estación de Compresion La Sabana. (96.7%) y en planificación: Sist. Regionales • Inicio a la operación comercial 7 de julio de 2014 Inversion total: USD 55 MM
 Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ	Gas Natural de Lima y Callao S.A. – Cálidda Distribución de Gas Natural - Perú <ul style="list-style-type: none"> • Inversión total USD 500 mm • Al final de 2016 se espera tener 455,000 clientes conectados.
 contugas	Contugas Transporte y distribución de Gas Natural - Perú <ul style="list-style-type: none"> • Inversión Total: USD 368 mm • Inicio a la operación comercial 30 de abril de 2014
 TRECSEA GRUPO ENERGIA DE BOGOTÁ	Transportadora de Energía de Centroamerica Transmisión de energía - Guatemala <ul style="list-style-type: none"> • Inversión Total: USD 376 mm • Comienza operación (parcialmente) 4T 2013 / En construcción: 4T 14: 81%. • Operación completa: 2015
 ENERGIA de Bogotá	EEB Transmision Transmisión de Electricidad - Colombia Inversión Total: USD 308 mm En construcción: 4T 14: Alferéz - 100% Tesalia – 77% Chivor II Norte – 37% SVC Tunal – 83% Bolívar-TermoCartagena - 2% Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza - 5%
 EEBIS	EEB Ingeniería y Servicios Ingeniería y Servicios- Guatemala Inversión Total Sugarmills USD 44 mm En construcción 4T 14: 67% Entrega 2015

Proyectos de filiales No-controladas

	EMGESA Generación de Electricidad - Colombia <ul style="list-style-type: none">• Proyecto Quimbo: (Capacidad 400 MW)• Inversión total: USD 1,093 mm• En construcción 4T-14: 85%
	CODENSA Distribución de Electricidad - Colombia <ul style="list-style-type: none">• Proyectos ejecutados:<ul style="list-style-type: none">• Demanda nueva y actual / Calidad Servicio y continuidad / Controlar riesgo operacional
	Consortio Transmantaro - CTM Transmisión de energía - Perú <ul style="list-style-type: none">• Extensiones y nuevas concesiones; 2013 - 2014
	Red de Energía de Perú Transmisión de Electricidad - Perú <ul style="list-style-type: none">• Extensiones y nuevas concesiones; 2013 - 2014
	PROMIGAS Trasnporte y distribución de gas - Colombia <ul style="list-style-type: none">• Planta Licuefacción: El proyecto avanza en un 64% y su entrada en operación se prevé para 2016.• Gasoducto Mamonal-Sincelejo: Su entrada en operación se prevé para 2018.

5.3.3 Acceso a los mercados de capitales

Experiencia Comprobada para Financiar Expansión:

El 10 de noviembre de 2011, EEB cerró su proceso de emisión de bonos en el mercado de capitales internacional -144A/Reg S-. Se emitieron notas por un valor de USD 610 millones -6.125%, 2021-, recursos que fueron usados, en su totalidad, para recomprar la emisión de bonos de 2007 -8.75%, 2014-. La operación permitió que EEB obtuviera ahorros de aprox. USD 16 millones al año y ampliar en más de 7 años el vencimiento de su principal obligación crediticia.

Adicionalmente, el 9 de noviembre de 2011, EEB cerró un proceso de emisión de acciones en el mercado colombiano. A través de esta operación, la compañía se capitalizó en cerca de USD 400 millones. Estos recursos fueron utilizados en su totalidad para financiar el plan de expansión. Además de la consecución de recursos, logró incrementar su base de accionistas y la liquidez del título en el mercado secundario, además de mejorar su calificación crediticia - grado de inversión por parte de Moody's.

Así mismo, el 19 de abril de 2012, TGI cerró una operación de manejo de deuda de su principal pasivo financiero. En el marco de esta operación, la compañía emitió de manera exitosa bonos por USD 750 millones en el mercado 144A. En la misma fecha lanzó un "Tender Offer" y un "Optional Redemption" sobre los bonos emitidos en octubre de 2007. La nueva emisión contó con grado de inversión por parte

de una de las tres entidades que la calificaron. Bajo el “Tender Offer” se recompró casi el 90% de los bonos emitidos en 2007 y, sobre el porcentaje restante, se realizó un “Optional Redemption”.

La operación mejoró sustancialmente el perfil de la deuda de TGI, reduciendo el costo financiero del 9.50% a 5.70%, incrementando la vida media de los pasivos de la compañía y un ahorro anual en pago de intereses.

Por su parte, el 1 de abril de 2013, Gas Natural de Lima y Callao – Cálidda, emitió de manera exitosa bonos por USD 320 millones en el mercado 144A/Reg S. Los bonos fueron emitidos a 10 años, a una tasa 4.375%. Los recursos obtenidos en esta operación permitieron financiar su plan de expansión entre 2013 y 2014, y mejorar el perfil de la deuda de Cálidda.

En septiembre de 2013, Contugas S.A.C., celebró un crédito sindicado por la suma de USD 310 millones, destinados a financiar CAPEX y OPEX del Proyecto. El Proyecto consiste en el financiamiento, diseño, procura, construcción, operación, mantenimiento y explotación comercial del sistema de distribución de gas natural por red de ductos de acuerdo con el Contrato BOOT de Concesión del Sistema Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica suscrito por Contugas con el Estado Peruano el 7 de marzo de 2009. En 2014, Contugas suscribió una ampliación del crédito sindicado hasta por la suma de USD 32 millones.

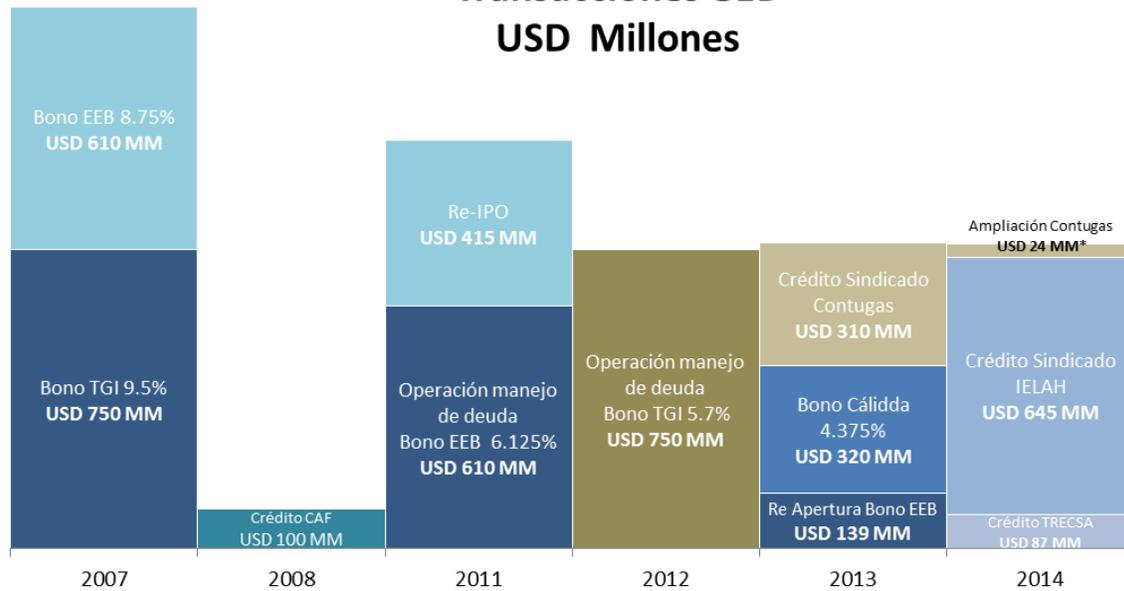
El 27 de noviembre de 2013, EEB reabrió exitosamente su bono con vencimiento en noviembre 2021. El monto nominal de la reapertura ascendió a USD 139 millones, los cuales son totalmente fungibles con los bonos emitidos en la transacción original, aumentando la liquidez del título y su potencial de valorización en el mercado. De esta forma, el nuevo nominal del bono asciende a USD 749 millones, calificado grado de inversión por Moody's, S&P y Fitch.

Por otro lado, el 2 de julio de 2014 EEB cerró la adquisición del 31.92% de las acciones de TGI por valor de US\$880 millones, al comprar el vehículo de propósito especial Inversiones en Energía Latino América Holdings S.L. (IELAH), domiciliada en España, en cabeza del cual The Rohatyn Group (antes CVC) mantenía su inversión en TGI. Para este efecto, EEB capitalizó en US\$264 millones la sociedad Transportadora de Gas Iberoamericana S.L. (TGISL), vehículo constituido en España por EEB para esta transacción. A este aporte de capital se sumaron US\$616 millones en créditos intercompañía de corto plazo, obtenidos por TGISL, para completar el valor total de transacción de US\$880 millones.

EEB desembolsó a través de su vehículo de inversión IELAH, los recursos de un crédito sindicado de largo plazo suscrito con la banca internacional liderado por BBVA, Itaú y Scotiabank, por un monto de US\$645 millones, destinados a repagar los créditos intercompañía de corto plazo otorgados a IELAH por EEB y algunas de sus filiales para financiar la transacción del compra del 31.92% de TGI.

Trecca recibió el desembolso de un crédito otorgado por Citibank Guatemala por un monto de US\$87 millones, con plazo de un año, el cual se utilizará para completar la inversión del proyecto de transmisión eléctrica que lleva a cabo en este momento la empresa en Guatemala.

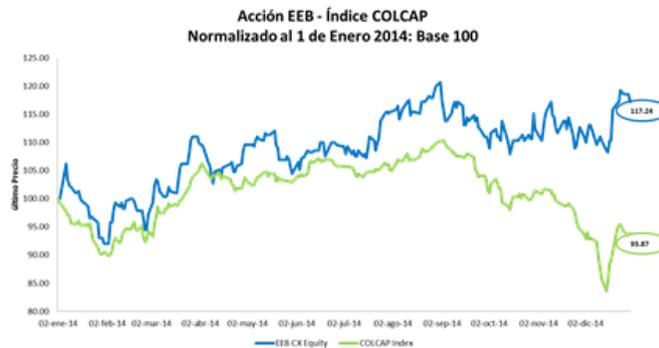
Transacciones GEB USD Millones



* USD 8 millones adicionales serán desembolsados durante el 2015

Mercado de Capitales Reconoce Acertada Estrategia:

- Ticker EEB:CB
- Al 31 de Diciembre de 2014 el valor de mercado de EEB fue de **USD 6.5 Billones**
- El volumen de negociación se triplicó después de la emisión Nov 2011
- La acción hace parte de los índices **COLCAP, COLEQTY** y **COLIR**
- Precio promedio objetivo al 4T-14: **USD 0.81 COP 1,950 (Potencial de retorno: 19.0%)**



5.4 Marco regulatorio



Marco regulatorio vigente desde 1994.

Organismos de regulación (CREG), planeación (UPME) y control y vigilancia (SSP y SFC) independientes.

Las Leyes 142 y 143 del año 1994, otorgaron a la CREG funciones de regulación de monopolios en los servicios públicos cuando la competencia no fuera posible, y en los demás casos, para promover la competencia entre quienes presten servicios públicos.

CREG implementó metodología objetiva para: i) abastecer la demanda bajo criterios económicos y de viabilidad financiera y ii) asegurar una operación eficiente, segura y confiable.

Gobierno peruano reestructuró el sector eléctrico en 1992 y privatizó algunas de las compañías eléctricas más importantes.

Sistema de transmisión está a cargo de empresas privadas y su remuneración se garantiza a través de contratos de concesión.

Las tarifas para el transporte y distribución de gas natural se establecen de acuerdo a las condiciones de la concesión durante un periodo inicial y después se determinan periódicamente con base en el VNR de las inversiones realizadas y proyectadas.

Reguladores independientes: COES, OSINERGMIN, MINAM-OEFA, INDECOPI.

Marco regulatorio basado en la Ley General de Electricidad de 1996

Regulación ejemplo para el resto de Centroamérica debido a su flexibilidad y acercamiento con el inversionista

El MEM es el encargado de elaborar las políticas energéticas y la CNEE es la encargada de regular el sub sector eléctrico

5.5 Socios y administradores

Ricardo Roa Barragán- Presidente

- Ingeniero mecánico y técnico electromecánico de la Universidad Nacional de Colombia, especialista en Sistemas Gerenciales de Ingeniería de la Pontificia Universidad Javeriana y aspirante a la Maestría en Estudios de Política en la misma universidad. Cuenta con una reconocida experiencia profesional en planeación, dirección, administración, estudio y desarrollo de actividades y proyectos del sector energético, en las áreas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía y gas, entre otros. Así mismo, catedrático de las universidades Nacional de Colombia, Externado de Colombia, Autónoma de Bucaramanga y Antonio Nariño. Ha participado en las Juntas Directivas de CODENSA, EMGESA, GAS NATURAL, REP PERU, CALIDDA, CONTUGAS, TRECSA, ANDESCO, NATURGAS, entre otras reconocidas compañías. Actualmente preside la Junta Directiva de Empresa de Energía de Cundinamarca – EEC..

Felipe Castilla Canales - VP Financiero

- Ingeniero Civil de la Universidad de los Andes, tiene un Máster de Ciencia de la Universidad de Illinois en Urbana- Campaign y es Especialista en Finanzas de EAFIT. Vicepresidente Financiero de ContourGlobal Latinoamerica, entre febrero de 2012 hasta noviembre de 2013. Asimismo desempeñó el cargo de Vicepresidente Financiero de REFICAR - Refinería de Cartagena, entre enero de 2008 y febrero de 2012.

Ernesto Moreno Restrepo - VP de Transmisión

- Ingeniero eléctrico de la Universidad de los Andes, con posgrado en Marketing de la Universidad EAFIT, en Administración de Empresas de la Universidad del Rosario y en Dirección General de Empresas de Energía Eléctrica del Instituto de Educación Internacional, Texas, Estados Unidos. Comenzó su carrera como ingeniero en Ingetec-Ingenieros Consultores y, desde 1980, trabaja en la Empresa de Energía de Bogotá, donde ha ocupado los siguientes cargos: ingeniero de subestaciones del Departamento de Ingeniería de Transmisión (1980-1982), jefe de la División de Líneas de Transmisión (1982-1983), jefe del Departamento de Ingeniería de Equipo (1983-1986), asistente del subdirector de Operaciones (1986-1989), jefe de la División de Ingeniería Eléctrica (1989-1990), jefe de la División de Generación Eléctrica (1990-1994), jefe de la División de Planificación Eléctrica (1994 -1999).

Alvaro Torres Macías - VP Portafolio Accionario y Planeacion Corporativa

- Ingeniero Eléctrico con maestría y doctorado en Ingeniería eléctrica del Rensselaer Plytechnic Institute. Consultor, investigador y profesor con amplia producción bibliográfica y técnica. Gerente General de CONCOL

Hugo Ernesto Zarrate Osorio- Secretario General

- Abogado y especialista en socioeconomía de la Pontificia Universidad Javeriana, con estudios en Filosofía e Historia en la Universidad Santo Tomás. Ha trabajado como Secretario del Interior del Tolima (2001), Vicepresidente de la H. Cámara de Representantes (2002 – 2003), Miembro de la Comisión Segunda Constitucional y de la Comisión de investigación y Acusación (2002 – 2006), Miembro del Parlamento Andino, Director de Participación Social de la Secretaría Distrital de Salud (2012 – 2013), Subsecretario de Asuntos para la Convivencia y Seguridad Ciudadana de la Secretaria Distrital de Gobierno (2013 – Feb 2014) y Secretario Distrital de Gobierno (Feb 2014 - Sep 2014), entre otras.

Juan Martín Zuluaga Tobón - VP Proyectos Especiales

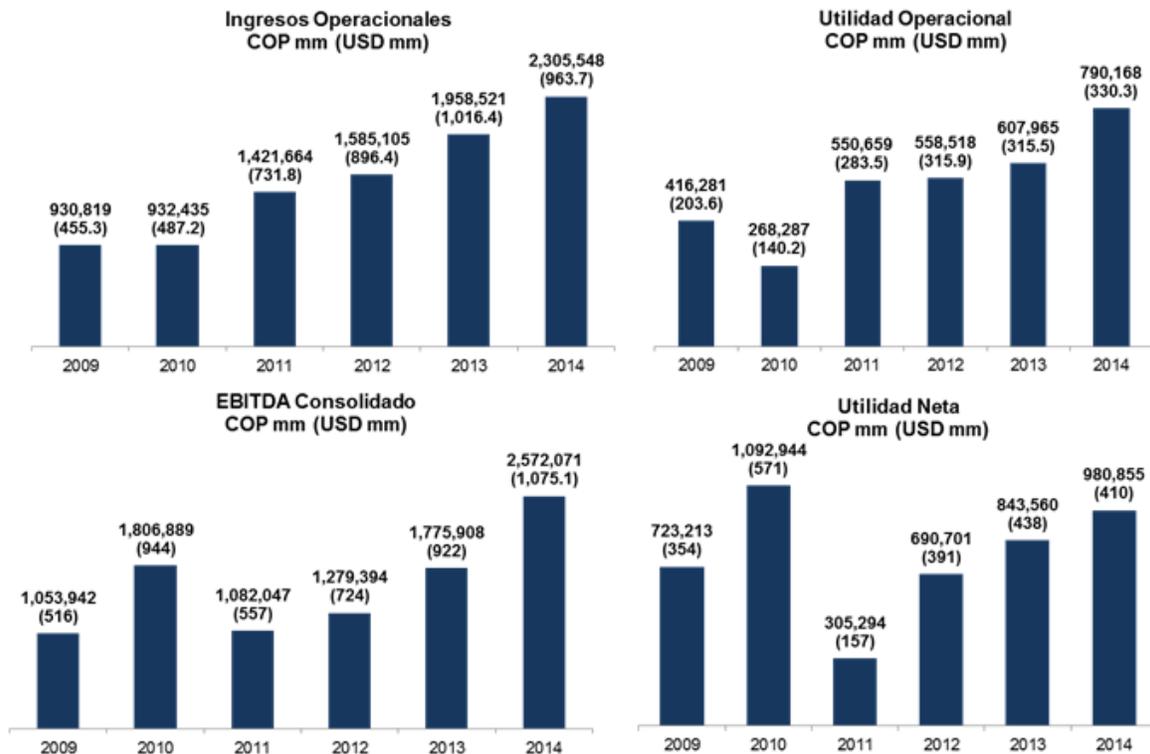
- Ingeniero Civil de la Universidad Nacional de Manizales. Tiene una Maestría en Administración del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey y estudios de Alta Gerencia en la Universidad de Los Andes. Con más de 15 años de experiencia en estructuración de proyectos en empresas de servicios públicos domiciliarios, se desempeñó como Gerente de We Source S.A.S., ocupó el cargo de subgerente de Nuevos Negocios de Aguas de Manizales S.A. E.S.P. y ha trabajado como consultor independiente

Américo Mikly Flórez - Gerente de Abastecimiento

- Ingeniero Industrial de la Universidad Autónoma de Bogotá. Tiene una Maestría en Administración de Empresas de la Universidad Externado de Colombia y estudios de Alta Dirección en Negociación en la Universidad de los Andes. Con más de 20 años de experiencia en elaboración de procedimientos y optimización en la parte logística. Ha trabajado como Coordinador de Compras Contratos y Logística y Administrador de Contrato EPC en BIOENERGY Zona Franca S.A.S, Gerente de Compras y Logística Unidad ACS en ALSTOM Colombia, Gerente de Aprovevisionamientos y Logística del Grupo Endesa, entre otras. Su último cargo fue como Gerente de Abastecimiento en TGI.

ACCIONISTAS EEB 2014	Acciones	%	
BOGOTÁ D.C.	7,003,161,430	76.28%	<ul style="list-style-type: none"> • Gustavo Petro Urrego • Fernando Arbeláez Bolaños • Ricardo Bonilla González • José Orlando Rodríguez Guerrero • Guillermo Alfonso Jaramillo Martínez • Guillermo Perry Rubio • Mauricio Cabrera Galvis • Gustavo Ramírez Galindo • Adriana Echeverry Gutiérrez
ECOPETROL	631,098,000	6.87%	
CORFICOLOMBIANA	327,150,500	3.56%	
AFPs	858,060,545	9.35%	
PORVENIR	468,963,378	5.11%	
COLFONDOS	95,676,365	1.04%	
HORIZONTE		0.00%	
PROTECCIÓN	269,809,764	2.94%	
SKANDIA	23,611,038	0.26%	
RETAIL INVESTORS	361,706,542	3.94%	
TOTAL	9,181,177,017	100.00%	<p>Miembros Independientes</p>

5.6 Resultados financieros consolidados



EEB consolida los ingresos operacionales de su negocio de transmisión de electricidad en Colombia, el cual opera directamente, del negocio de transporte de gas natural en Colombia, el cual es operado por TGI, del negocio de distribución y comercialización de electricidad, el cual es operado por DECSA/EEC y el negocio de distribución de gas natural en Perú operado por Cálidda y Contugas. Los resultados de las otras compañías en las que EEB tienen participación se reflejan en el estado de resultado consolidado en el rubro de dividendos decretados.

El EBITDA consolidado de EEB para un período determinado consiste en los Ingresos operacionales (Negocio de Transmisión de EEB, TGI, DECSA, CÁLIDDA y CONTUGAS), menos el costo de ventas los gastos administrativos y los intereses de los patrimonios autónomos pensionales, más los dividendos decretados por las compañías participadas, los intereses de las inversiones de portafolio, los impuestos indirectos, la amortización de intangibles, la depreciación de activos fijos, los aportes a los fondos pensionales y las provisiones.

En 2014 los ingresos operacionales consolidados del Grupo crecieron 17.7% debido a: (i) La subestación Alférez, negocio de transmisión de electricidad en Colombia, inició operación en marzo de 2014 y facturación de acuerdos de construcción y convenios de conexión; (ii) Mayor facturación por venta de energía de Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC); (iii) Mayores ingresos por transporte de gas en Colombia por parte de TGI, debido a nuevos contratos y al esquema tarifario vigente, el cual remunera la inversión y está indexada al dólar cuya tasa de cambio frente al peso se incrementó en 20% durante el 2014; (iv) Incremento de ingresos por distribución de gas natural en Perú por mayores conexiones durante el año de clientes residenciales y comerciales habilitados y conectados a la red en Cálidda y a un mayor volumen distribuido y facturado; (v) Venta de instalaciones internas a clientes residenciales y mayores ingresos por derechos de conexión de clientes industriales en Contugas.

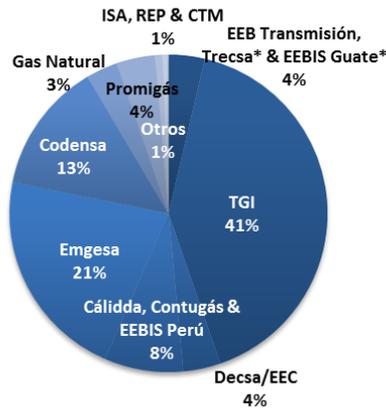
El costo de ventas se incrementó en 18.3% producto de mayores conexiones a clientes residenciales habilitados (en Contugas) y en Cálidda al costo de las instalaciones internas, consumo de suministros, honorarios, mantenimiento y reparación de la red principal de gas y amortización de la concesión. En EEC, por su parte, el incremento en la tarifa de compra de Energía tanto en contratos como en Bolsa, mayores costos por incremento en la planta de personal y aumento en el costo de las operaciones tercerizadas (toma de lecturas, recuperación de perdidas, mantenimiento de líneas y redes y otros contratos) por renegociación de las condiciones contractuales.

La utilidad operacional creció a un ritmo superior al de los ingresos operacionales dado que los gastos operacionales decrecieron a nivel de TGI y de EEC en un 8.5%. Como resultado de lo anterior, la utilidad operacional durante 2014 alcanzó la cifra de COP 790,168 millones con un crecimiento del 30% frente al año inmediatamente anterior.

En lo que respecta a ingresos y gastos no operacionales, los dividendos decretados anticipadamente en octubre de 2014 por compañías no controladas (Emgesa, Codensa, Gas Natural,) con base en estados financieros de enero a agosto de 2014. Estos dividendos alcanzaron COP 669,884 millones.

El efecto neto de la diferencia en cambio generado principalmente por la conversión de la deuda consolidada y las inversiones en moneda extranjera a la tasa representativa del mercado –TRM- de cierre de diciembre frente a la TRM de la emisión (día de operación). El peso colombiano ha presentado devaluación, lo cual genera un mayor valor en la deuda y de las inversiones en moneda extranjera. Finalmente, la utilidad neta a diciembre de 2014 cerró en COP 980,855 millones, lo cual representa un crecimiento de 16.3% frente al 2013.

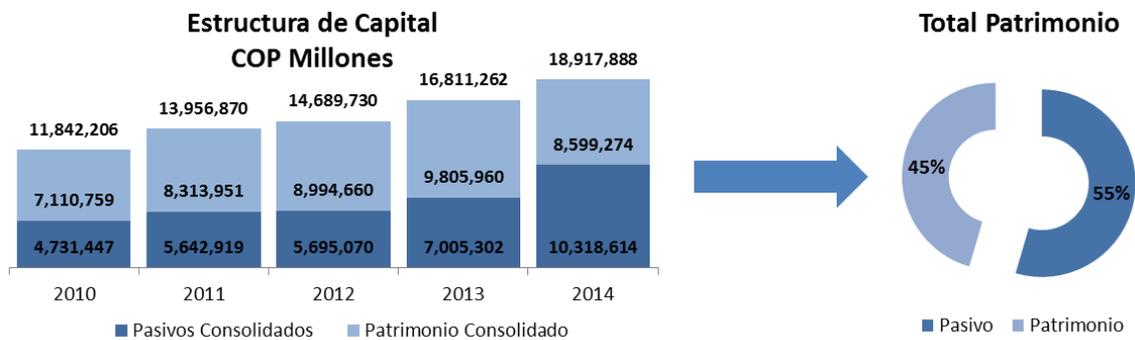
EBITDA Consolidado Ajustado 2014 UDM por Subsidiaria



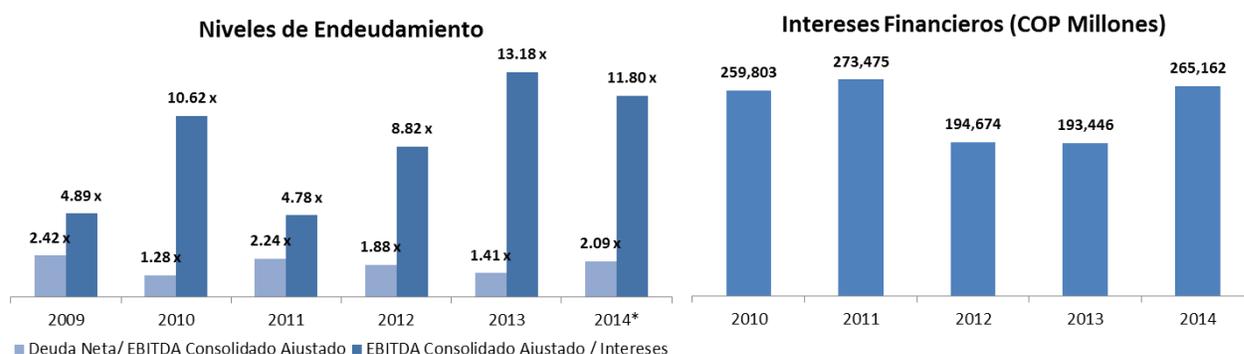
*Estos excluyen la adquisición del 31,92% de TGI (M&A), por un monto de USD 880 MM en 2014

Por su parte, el EBITDA Consolidado Ajustado Últimos Doce Meses-UDM, que incluye los dividendos recibidos de filiales no controladas, ascendió a COP 2.5 billones, lo que representa un incremento del 44% frente a lo obtenido en 2013, explicado por (i) mayores dividendos por COP 1,510,423 millones; (ii) mejor desempeño operacional por COP 182,203 millones.

Balance General (COP Millones)	2010	2011	2012	2013	2014
Activo Corriente	1,829,411	1,582,570	1,458,644	2,418,574	3,394,056
Activo Largo Plazo	10,012,795	12,374,300	13,231,086	14,392,688	15,523,832
PPE	1,840,354	3,742,040	3,493,970	3,753,482	4,092,176
Inv Permanente	1,600,556	2,066,221	1,767,332	1,810,915	1,896,154
Otros Act. LP	6,571,885	6,566,039	7,969,784	8,828,291	9,535,502
Total Activos	11,842,206	13,956,870	14,689,730	16,811,262	18,917,888
Deuda Financiera (CP +LP)	3,124,507	3,573,104	3,444,002	4,550,006	7,525,857
Pasivos CP	904,712	334,220	414,326	472,003	1,596,904
Pasivos LP	497,752	667,407	634,397	597,191	683,242
Interés Minoritario	204,476	1,068,188	1,202,345	1,386,102	512,611
Total Pasivos	4,731,447	5,642,919	5,695,070	7,005,302	10,318,614
Total Patrimonio	7,110,759	8,313,951	8,994,660	9,805,960	8,599,274



En los últimos años, el Grupo Energía de Bogotá ha mantenido una estructura de capital estable con una participación del patrimonio entre el 45% y el 63% en el total de la compañía. La deuda financiera total aumentó por: (i) toma de endeudamiento con banca internacional por USD 645 millones a través del vehículo de propósito especial IELAH, para financiar parcialmente la adquisición del 31.92% de TGI; (ii) Repago de crédito sindicado de corto plazo en Contugas (USD 215 millones) y desembolso de nuevo crédito por USD 342 millones -neto USD 127 millones adicionales-; (iii) Repago de deuda con banca multilateral CAF por USD14 millones-; y (iv) toma de endeudamiento en EEC para financiar plan de inversiones.



El indicador de apalancamiento neto presentó un incremento comparado con el 2013, derivado del mayor endeudamiento desembolsado durante el cuarto trimestre de 2014, específicamente a nivel de IELAH.

Por su parte, el indicador de cobertura de intereses presentó un aumento marginal debido al mayor crecimiento del EBITDA Consolidado Ajustado frente a un menor aumento en el gasto financiero neto por intereses.

5.7 Proyectos en ejecución

Resumen de los proyectos de expansión del Grupo EEB - Compañías Controladas

Proyecto / Cía.	País	Sector	USD MM	Estado	En operación:
La Sabana – TGI	Colombia	T GN	55	En operación	En operación
ICA Perú - Contugas	Perú	T + D GN	368	En operación	En operación
Lima Callao - Cálidda	Perú	D GN -ampliación red-	380	En construcción	15-17
Guatemala - TRECSA	Guatemala	T E	373	En construcción	15
Subestaciones - EEB	Colombia	T E	902	En construcción	15-16
Ingenios – EEBIS	Guatemala	T E	51	En planificación	15

T: Transporte; D: Distribución; GN: Gas Natural; E: Electricidad

Resumen de los proyectos de expansión de las empresas sin control

Proyecto	Empresa	Sector	País	Ejecución USD millones	En operación
Quimbo	Emgesa	G electricidad	Colombia	308.7	1S 15
Atención nueva demanda	Codensa	D electricidad	Colombia	156.0	14
Ampliaciones concesión	REP	T electricidad	Perú	62.1	15-18
Ampliaciones concesión y nuevas	CTM	T electricidad	Perú	56.8	14-17
Ampliaciones sistema	PROMIGAS	T + D gas natural	Colombia	31.1	13-14

- Adicionalmente, dentro de la estrategia EEB está previsto en las convocatorias que desarrolle la UPME para la expansión del STN.
- Inversiones en el sector de transmisión de energía eléctrica en Latinoamérica.
- Inversiones en el sector de distribución de energía eléctrica en Colombia.
- Inversiones en el sector de transporte de gas natural en Latinoamérica.

6. EMPRESAS DEL GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ (GEB)

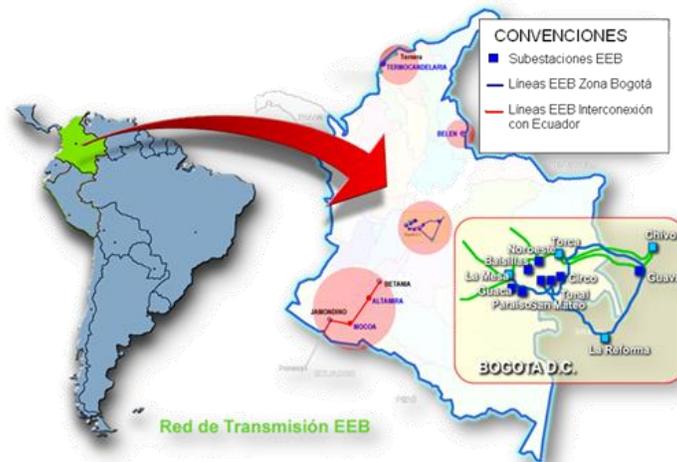
6.1 Filiales controladas

6.1.1 EEB S.A. E.S.P. – Negocio de Transmisión

El Grupo EEB, a través de su matriz Empresa de Energía de Bogotá SA ESP – EEB opera directamente un negocio de transmisión de energía eléctrica en Colombia que consiste en el transporte de energía eléctrica por redes con voltaje igual o superior a 220 kV, EEB cuenta con 1,448 km de líneas.

En la estructura organizacional de EEB, la Vicepresidencia de Transmisión es la unidad de negocio encargada de la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica a través de la construcción, operación, mantenimiento y administración de las diferentes líneas y subestaciones de su sistema. Además presta servicios a terceros aprovechando su larga experiencia en la operación y administración de líneas de transmisión.

6.1.1.1 Descripción del negocio



Los activos de transmisión de EEB están conformados por una red con una extensión de 1,448 km a 220 kv, así como por 16 subestaciones ubicadas en los departamentos de Cundinamarca, Bolívar, Meta, Norte de Santander, Cauca, Huila, Putumayo y Nariño. Parte de nuestra red transporta la energía al mercado más importante de Colombia, el de Bogotá. Adicionalmente, EEB en el 2007 terminó la construcción de una línea de interconexión con Ecuador, que le sirve a Colombia para exportar energía eléctrica a dicho país.

Para la prestación del servicio, EEB cuenta con líneas de doble circuito a 230 Kv y 3 kilómetros de tramos de líneas a 230 Kv de circuito sencillo, con los equipos de conexión respectivos y los barrajes en subestaciones a 230 Kv. También dispone de un Centro de Control de Transmisión (CCT) encargado de la coordinación, la supervisión y el control de la operación del sistema de transmisión. A su vez, contribuye a que el servicio de energía del área de Bogotá se preste con estándares de calidad, seguridad y confiabilidad, por medio del monitoreo permanente de nueve subestaciones del STN a 220 Kv, la operación y mantenimiento del sistema de comunicaciones, la coordinación de los mantenimientos de los equipos de transmisión, de maniobras y restablecimiento de las líneas en caso de emergencia. Adicionalmente cumple labores de coordinación con el Centro Nacional de Despacho (CND) y los centros

de control y operación de ISA, Emgesa y Codensa, empresas con las que EEB tiene fronteras comerciales.

Los ingresos de la actividad de transmisión están regulados por la CREG. El esquema regulatorio que opera en Colombia divide los activos entre aquellos que estaban en operación antes del año 2000, y los que ingresaron en operación después de dicho año. Para los primeros, la CREG cada 5 años determina el ingreso teniendo en cuenta el valor de reposición de las inversiones en dólares y un WACC; entre otros. Para los activos en operación después del 2000 se ha definido un esquema de convocatorias (subastas) en donde los oferentes presentan un ingreso anual esperado en dólares.

6.1.1.2 Aspectos claves del negocio

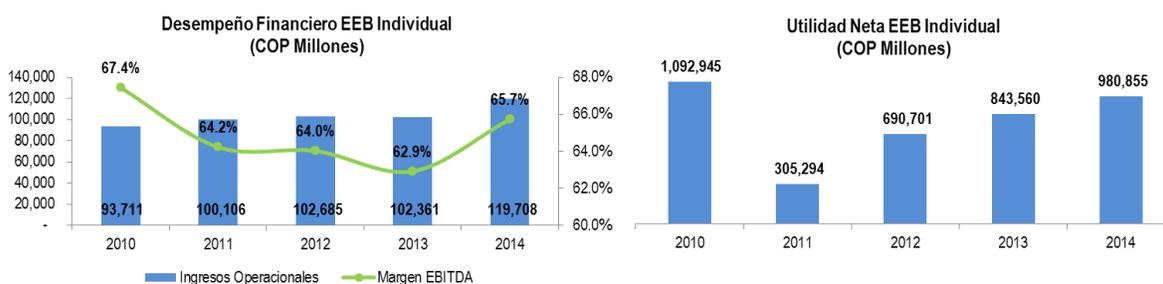
INDICADORES TRANSMISION	2010	2011	2012	2013	2014
Disponibilidad de la infraestructura	100%	100%	100%	100%	100%
Compensación por indisponibilidad	0%	0%	0%	0%	0%
Cumplimiento programa mantenimiento	100%	100%	100%	100%	100%
Participación en la actividad de transmisión	7.9%	8.0%	8.1%	8.0%	10.1%
Línea de transmisión (km)	1,447	1,447	1,447	1,448	1,504

Todos los indicadores del negocio de transmisión muestran una adecuada gestión en términos de calidad y eficiencia y su nivel es superior al exigido por la regulación (99.7%).

6.1.1.3 Resultados financieros

RESULTADOS FINANCIEROS - COP Mm*	2010	2011	2012	2013	2014
Ingresos Operacionales	93,711	100,106	102,685	102,361	119,708
Utilidad Operacional	48,500	49,671	51,228	34,555	62,450
Margen Operacional	51.8%	49.6%	49.9%	33.8%	52.2%
EBITDA	63,191	64,291	65,738	64,403	78,688
Margen EBITDA	67.4%	64.2%	64.0%	62.9%	65.7%
Utilidad neta	1,092,945	305,294	690,701	843,560	980,855
Margen Neto	1166.3%	305.0%	672.6%	824.1%	819.4%

*Estados Financieros Individuales - EEB



Por las características de la regulación del negocio de transmisión en Colombia, el margen EBITDA tiende a ser muy estable a través del tiempo.

6.1.1.4 Inversiones

El Capex de la compañía durante los dos últimos años refleja, fundamentalmente, inversiones de mantenimiento. De otra parte, en los últimos tres años, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME nos ha otorgado varios proyectos, dentro de los que se destacan Proyecto Armenia, Alferez, Tesalia, Chivor II Norte y SVC Tunal.

INVERSIONES - COP Mm	2010	2011	2012	2013	2014
CapEx	4,994	9,255	28,042	65,734	135,156

6.1.2 Transportadora de Gas Internacional S.A. (TGI)

A través de TGI, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de transporte de gas natural en Colombia. TGI es una empresa de servicios públicos, constituida como sociedad anónima por acciones. La compañía tiene por objeto la planeación, organización, diseño, construcción, expansión, ampliación, mantenimiento, operación y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios y de los sistemas de hidrocarburos en todas sus formas. También podrá explotar comercialmente la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros.

TGI es una pieza central en la estrategia de crecimiento de EEB. Es el transportador de gas natural más grande de Colombia y opera un monopolio natural en un sector con alto potencial de crecimiento y cuyo desarrollo es de especial interés para el estado colombiano. A la fecha EEB es propietaria directa e indirectamente del 99.97% de la compañía.

6.1.2.1 Descripción del negocio

TGI es el único transportador de gas natural en Colombia que conecta las principales fuentes de abastecimiento (Guajira y Cusiana) con los principales centros de consumo (que representan aproximadamente el 48% del consumo total del país). Es una Empresa que presta el servicio de transporte de gas mediante una red de 3,957 kilómetros de gasoductos extendidos desde la Guajira hasta el Valle del Cauca y desde Casanare hasta Bogotá y Neiva.

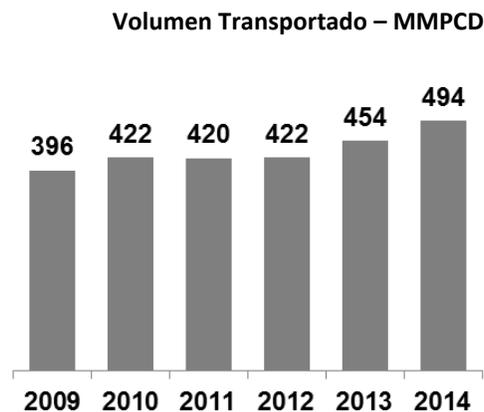
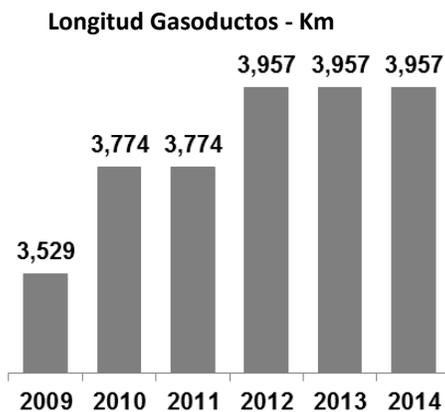
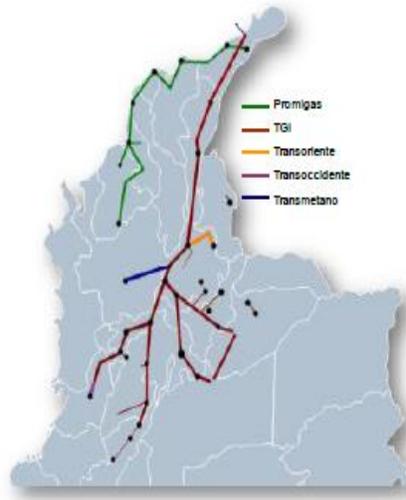
El transporte de gas natural en Colombia es un monopolio natural regulado por el estado. La CREG, entidad responsable de la regulación, define las tarifas máximas que se pueden cobrar a los usuarios del servicio. Dichas tarifas son definidas con base en las inversiones históricas, las inversiones proyectadas y una estimación del volumen a transportar, y buscan remunerar adecuadamente y en dólares las inversiones con base en un WACC que pretende simular un ambiente de competencia. Los ingresos de la compañía dependen de los contratos que suscriba con los usuarios del servicio de transporte.

Casi la totalidad de las ventas de la compañía están soportadas en contratos en firme y de largo plazo suscritos con sólidas empresas que operan en Colombia. Al cierre del 2014, cerca del 85% de los ingresos de la compañía se derivaron de cargos por capacidad, un esquema de tarifa que no depende del volumen transportado. Adicionalmente y en el mismo periodo cerca del 63% de los ingresos estuvieron indexados al dólar.

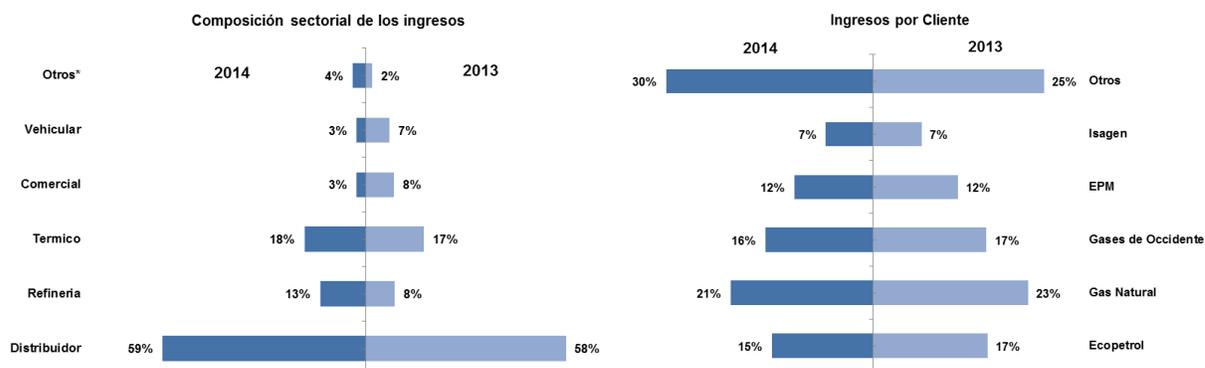
El portafolio de servicios de TGI S.A. ESP ofrece las siguientes alternativas:

- Transporte en firme: Servicio de transporte en el que se garantiza una capacidad de transporte en la ruta que el remitente requiera.
- Transporte interrumpible: Servicio de transporte que prevé y permite ser interrumpido por las partes con el correspondiente previo aviso.
- Desvío: Cambio en los puntos de entrada y/o en los puntos de salida con respecto al origen y/o destinación inicial o primaria especificada en el contrato de transporte. Servicio prestado a remitentes que tengan contrato de transporte en firme vigente a la fecha de la solicitud.
- Transporte ocasional: Servicio prestado a remitentes que tengan contrato de transporte en firme vigente a la fecha de la solicitud y comprende volúmenes por encima del contratado.
- Parqueo/empaquetamiento: Servicio de almacenamiento de gas natural en la red de gasoductos por un periodo determinado de tiempo bajo la modalidad de interrumpible.
- Préstamo de gas: Servicio a corto plazo de préstamo del gas del inventario operativo que posee TGI S.A. ESP.

6.1.2.2 Aspectos claves del negocio



El crecimiento en el volumen transportado de TGI durante 2014 es resultado de: i) El incremento en capacidad de transporte, dadas las ampliaciones del sistema en Cusiana Fase I y II, las cuales entraron en operación en 2013; ii) la entrada en operación de la estación de compresión de La Sabana en julio de 2014; iii) el aumento de la capacidad contratada en firme; y iv) el incremento en la demanda de los sectores termoeléctrico y GNV. El consumo termoeléctrico se debió principalmente a las condiciones de hidrología para 2014. Respecto al consumo de GNV, tuvo un crecimiento relevante por las políticas promocionales de las diferentes empresas del sector, para impulsar la conversión de vehículos de gasolina a gas natural.



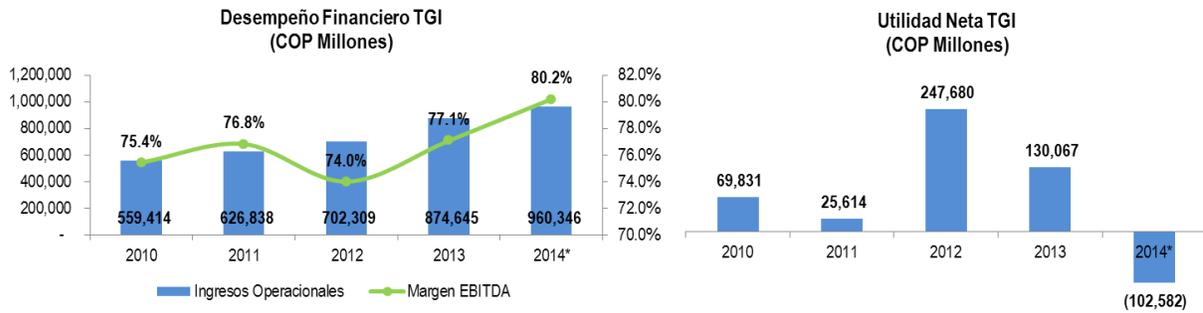
La compañía cuenta con contratos en firme con una duración prevista de más de 8 años a diciembre de 2014, lo que le permite tener una gran estabilidad en sus ingresos.

Al cierre de 2014, TGI contaba con 45 clientes, que se encuentran en los sectores de distribución, industrial, térmico, comercialización y de gas natural vehicular. El 70% de sus ventas estaban concentradas en 5 de ellos considerados empresas financieramente sólidas en el ámbito local e internacional. Cabe anotar que la mayor parte de los contratos están respaldados por garantías.

6.1.2.3 Resultados financieros

RESULTADOS FINANCIEROS - COP Mm	2010	2011	2012	2013	2014*
Ingresos Operacionales	559,414	626,838	702,309	874,645	960,346
Utilidad Operacional	193,544	357,059	372,856	468,057	593,588
Margen Operacional	34.6%	57.0%	53.1%	53.5%	61.8%
EBITDA	422,029	481,570	519,751	674,163	770,111
Margen EBITDA	75.4%	76.8%	74.0%	77.1%	80.2%
Utilidad neta	69,831	25,614	247,680	130,067	(102,582)
Margen Neto	12.5%	4.1%	35.3%	14.9%	-10.7%

* TGI realizó un cierre de estados financieros al 31 de agosto de 2014, con el fin de distribuir dividendos a sus accionistas. En este cuadernillo de ventas se presentan resultados acumulados para el periodo de 12 meses desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2014, únicamente para fines comparativos frente al mismo periodo de 2013.



El aumento de capacidad por la entrada en operación de la estación de compresión de La Sabana, el aumento de la capacidad contratada en firme, y los mayores volúmenes transportados han derivado en un incremento en las ventas por cargos de capacidad y cargos variables, especialmente por solicitudes de remitentes como ISAGEN, EPM y Termoemcali, para generación térmica durante el 2014. En consecuencia, los ingresos operacionales evidenciaron un crecimiento del 9.8% con respecto al mismo período del año anterior.

Por su parte, los costos y gastos operacionales en forma conjunta disminuyeron 9.8%, debido principalmente a una disminución de COP 14,315 millones generadas por un evento extraordinario ocurrido en 2013 en el cual se reclasificaron valores de inversión en estudios y proyectos del proyecto de expansión Cusiana – Apiay San Fernando al costo por un monto de COP 12,089 millones en razón a que la ejecución de proyecto finalmente nunca se dio. De cara a los costos de bienes y servicios se presentó una disminución de COP 2,075 millones relacionada principalmente por menores erogaciones en compras de gas combustible para las compresoras, la razón principal de esta disminución fue la negociación de unas mejores condiciones en los contratos de suministro del combustible en los cuales el precio por MBTU bajó en 2014 frente a 2013. Asociado a órdenes y contratos de mantenimiento y reparación, se presentó una disminución de COP 10,303 millones, la cual se explica principalmente por una menor ejecución de temas relacionados con el mantenimiento del derecho de vía (geotecnia), temas de integridad relacionados con reparación de cambio de revestimiento, se requirieron menores mantenimientos horarios de las estaciones compresoras.

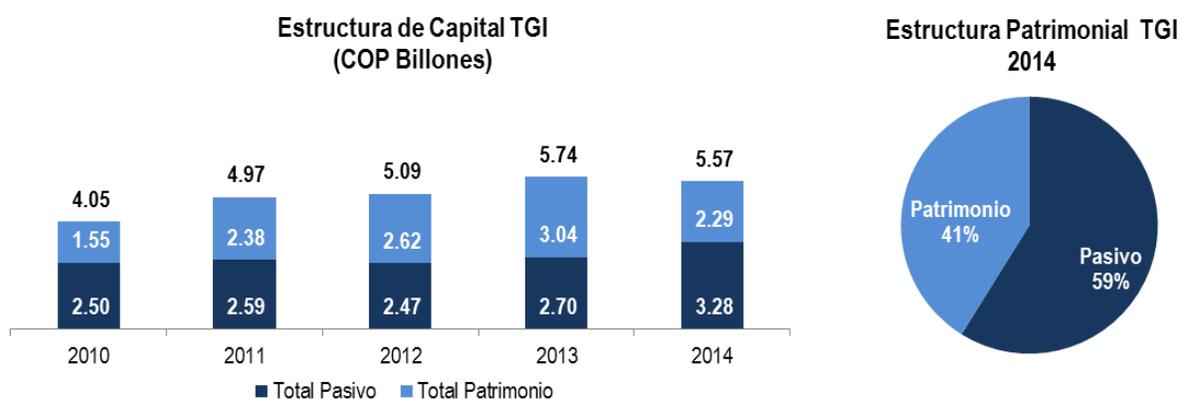
En lo que respecta a las depreciaciones, amortizaciones y provisiones del costo, se mantuvieron en niveles similares a los del 2013. No obstante, las relacionadas con los gastos administrativos disminuyeron considerablemente (COP 31,574 millones que representan un 46% menos) en razón a que en el año 2013 se realizó un avalúo técnico con el fin de establecer el estado, las condiciones, la ubicación y la valuación a precios razonables para actualizar y reflejar en los estados financieros de TGI el valor de los activos fijos y derechos en BOMT a precios de realización. Como resultado del avalúo, para el 2013 se generó una valorización por COP 286,067 millones en los activos fijos y una provisión por COP 51,504 millones en activos fijos y BOMT's, la provisión afectó las provisiones de gastos administrativos (Provisión de Propiedad, planta y equipo) del 2013, situación que no se dio en 2014.

En consecuencia, la utilidad operacional para este período creció 26.8% comparada con 2013. Como se mencionó anteriormente, la cuenta de depreciaciones, amortizaciones y provisiones presenta una reducción del 15.6%. El EBITDA acumulado creció 14.2%, con respecto al cierre de 2013, resultado de lo anteriormente explicado.

En lo que respecta a los rubros no operacionales, la utilidad (perdida) no operacional aumentó 160.4%, lo que generó un impacto negativo sobre el resultado final del período. La variación de tasa de cambio durante los últimos meses del año 2014, derivó en un incremento del gasto por diferencia en cambio por COP 311,465 millones, evidenciando una pérdida de COP 488,438 millones en 2014. Es importante destacar que estos registros sólo tienen efectos contables y no corresponde a erogaciones de efectivo.

Como resultado de lo anterior, la utilidad neta al cierre de 2014 presenta un decrecimiento de COP 232,649 millones comparado con la utilidad neta en 2013, finalizando para este año en una pérdida de COP 102,582 millones.

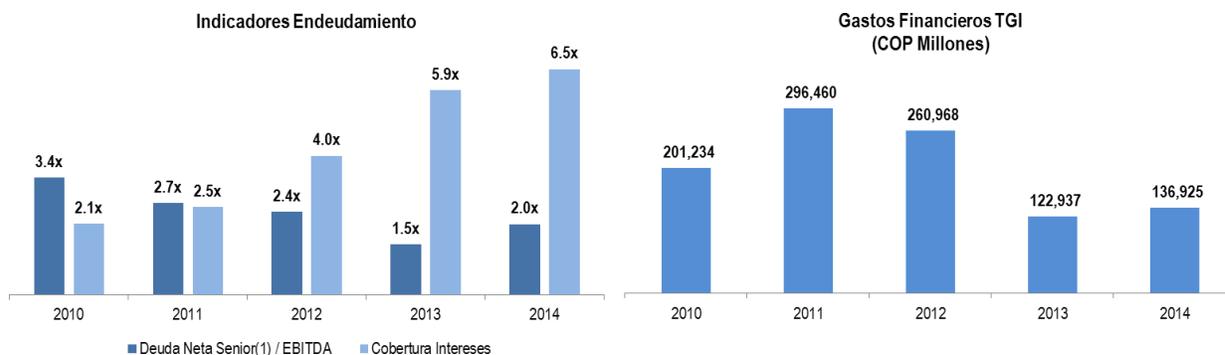
Finalmente, a partir de 2015, la compañía adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF, cumpliendo con los cronogramas establecidos por la Superintendencia de Servicios Públicos. Adicionalmente, y de cara a la política contable de la compañía, en 2014 la Junta Directiva aprobó cambiar la moneda funcional al dólar, moneda en la cual se generan la mayoría de ingresos, las inversiones, el financiamiento y refleja adecuadamente los hechos económicos de la compañía.



6.1.2.4 Endeudamiento

El buen desempeño de los indicadores de deuda y cobertura de intereses se debe a la reducción de las tasas de interés lograda con la operación de manejo de deuda sobre los bonos internacionales en 2012 y al crecimiento del EBITDA durante el 2013.

Por lo anterior, la compañía continúa cumpliendo ampliamente con el covenant de la emisión del bono, con el cual se busca mantener una relación de nivel de apalancamiento senior neta menor a 4.8x, demostrando igualmente la capacidad para cumplir con los gastos derivados de sus obligaciones financieras.



6.1.2.5 Inversiones

TGI ejecutó dos de los proyectos más ambiciosos de expansión de la infraestructura de transporte de gas natural en Colombia: la ampliación de los gasoductos de Guajira y Cusiana cuyo costo aproximado fue de USD 550 millones. TGI tiene una participación del 36.82% en la compañía peruana Contugas (el otro 63.18% es propiedad de EEB).

INVERSIONES - COP Mm

CapEx

Año	2010	2011	2012	2013	2014
CapEx	330,485	715,311	332,873	61,392	86,510

Estación La Sabana:

La construcción de la estación de compresión de gas natural La Sabana (ECGSB), que hace parte del proyecto de expansión del gasoducto del mismo nombre, presenta un avance del 96.65%. El 7 de julio la compañía dio inicio a la operación comercial de esta estación, para aumentar la capacidad de transporte del gasoducto de La Sabana de 140 Mmpcd a 215 Mmpcd y un pico esperado de 270 Mmpcd. La puesta en operación de la ECGSB representa una oportunidad para garantizar el suministro del servicio en los próximos años y la posibilidad de afianzar el desarrollo de la industria en la capital y el altiplano cundiboyacense. Las obras civiles continúan para finalizar completamente el proyecto.

Cusiana Fase III:

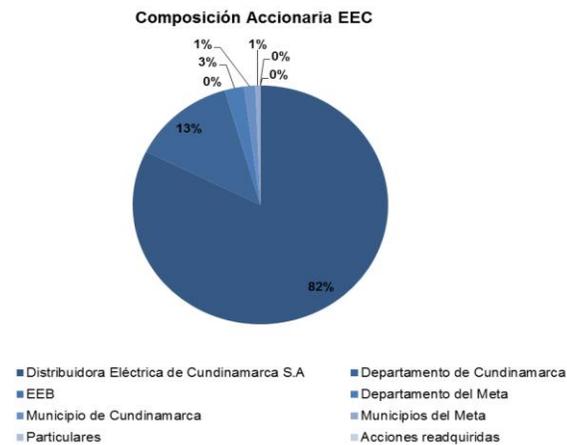
El proyecto Cusiana Fase III consiste en dar inicio al proceso de solicitud de ofertas para el suministro, transporte, nacionalización y puesta en operación de tres nuevas unidades de compresión de gas natural (Miraflores, Puente Guillermo y Vasconia). El proyecto permite ampliar la capacidad en 20 Mmpcd y comprende una inversión total de aproximadamente USD 32 millones. Se estima que la entrada en operación comercial se de en el cuarto trimestre de 2015.

6.1.3 Empresa de Energía de Cundinamarca EEC

La Empresa Energía de Bogotá y Codensa crean la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. ESP (Decsa) en febrero 2009 con una participación de 51% y 49%, respectivamente. A través de este vehículo, compran la participación del estado colombiano en la EEC, empresa que genera, distribuye y comercializa energía eléctrica en el departamento de Cundinamarca.

La composición accionaria a 31 de diciembre de 2014:

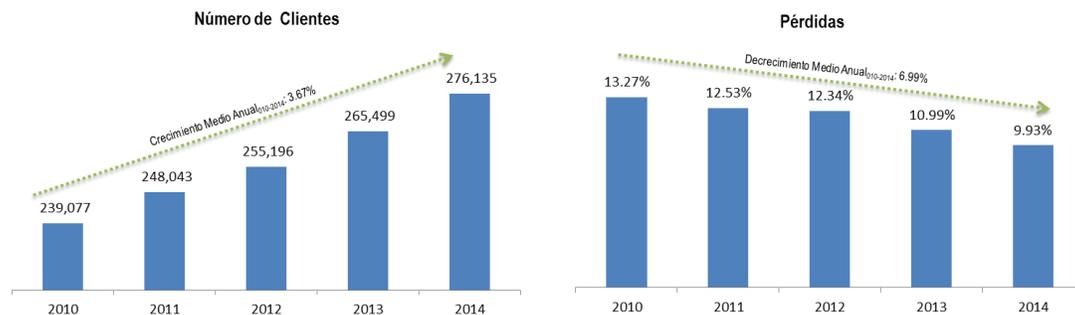
Accionista	Número	%
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A	3,268,886,843	82.34%
Departamento de Cundinamarca	522,169,789	13.15%
EEB	1	0.00%
Departamento del Meta	97,026,645	2.44%
Municipios de Cundinamarca	56,754,802	1.43%
Municipios del Meta	22,438,871	0.57%
Particulares	1,819,349	0.05%
Acciones readquiridas	867,020	0.02%



6.1.3.1 Descripción del negocio

El negocio de distribución y comercialización de EEC es un monopolio natural regulado por la CREG cuyas tarifas buscan generar un retorno adecuado sobre los activos (a costo de reposición) y reconocer los gastos de administración, operación y mantenimiento. La metodología de tarifas de la compañía es revisada cada cinco años y la última revisión de la CREG se realizó en 2009.

La compañía tiene una planta de generación en Puerto Salgar de 9.6 MW que le permite atender una parte de la demanda de los clientes regulados.



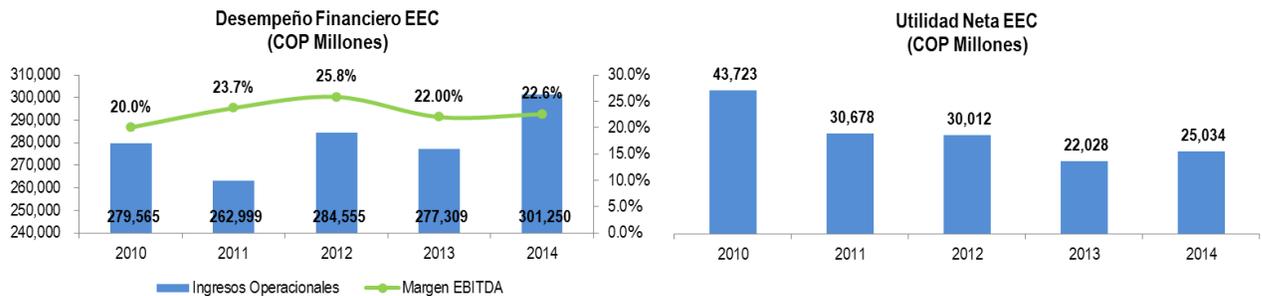
Después de la toma de control por parte de Decsa, EEC viene adelantando planes para mejorar la gestión de la compañía, dentro de los cuales se destaca el plan de reducción de pérdidas de energía. Durante el 2014 se ubicó en 9.93%.

6.1.3.2 Aspectos claves del negocio

	2010	2011	2012	2013	2014
Capacidad instalada – MW	9.6	9.6	9.6	9.6	N.D.
Energía generada - GWH/año	57	19	24	29	N.D.
Demanda de energía GWH/año	734	765	811	812	N.D.
Ventas GWH (Reg + No Reg + bolsa)	669	504	522	539	N.D.
Participación de mercado - % Demanda	1,30%	1,34%	1,36%	1,33%	N.D.
Clientes – No	239.077	247.042	255.196	265.499	N.D.
Pérdidas - %	13,27%	12,53%	12,34%	10,99%	N.D.
CAPEX	5.853	40.635	60.302	61.285	N.D.

6.1.3.3 Resultados financieros

RESULTADOS FINANCIEROS - COP Mm	2010	2011	2012	2013	2014
Ingresos Operacionales	279,565	262,999	284,555	277,309	301,250
Utilidad Operacional	46,219	55,205	60,639	47,247	52,524
Margen Operacional	16.5%	21.0%	21.3%	17.0%	17.4%
EBITDA	56,028	62,415	73,505	61,004	67,964
Margen EBITDA	20.0%	23.7%	25.8%	22.00%	22.6%
Utilidad neta	43,723	30,678	30,012	22,028	25,034
Margen Neto	15.6%	11.7%	10.5%	7.9%	8.3%



Los ingresos operacionales crecen en un 4% por aumento en ventas de energía respecto del trimestre anterior en COP 76,373 millones y en COP 23,941 millones frente a 2013.

La utilidad operacional crece de manera superior en comparación con el crecimiento de los ingresos operacionales, principalmente por el control en los costos de transporte energía y una reducción en las pérdidas.

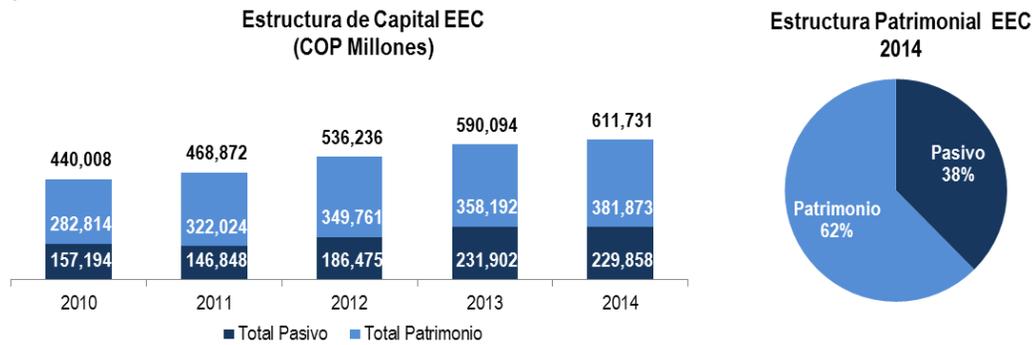
Se presentó un EBITDA superior con respecto al alcanzado durante el 2013, explicado principalmente por un menor costo fijo, por un mejor control de los costos de operación y mantenimiento, lo cual compensó el incremento en la planta media de personal.

EEC decretó dividendos por un valor de COP 2,000 MM pagaderos en noviembre 2014 a todos sus accionistas.

Se tiene un crecimiento en la demanda nacional de 2.583 GWh equivalentes a un 4.24%, liderado principalmente por los sectores de la construcción, manufactura y comercio.

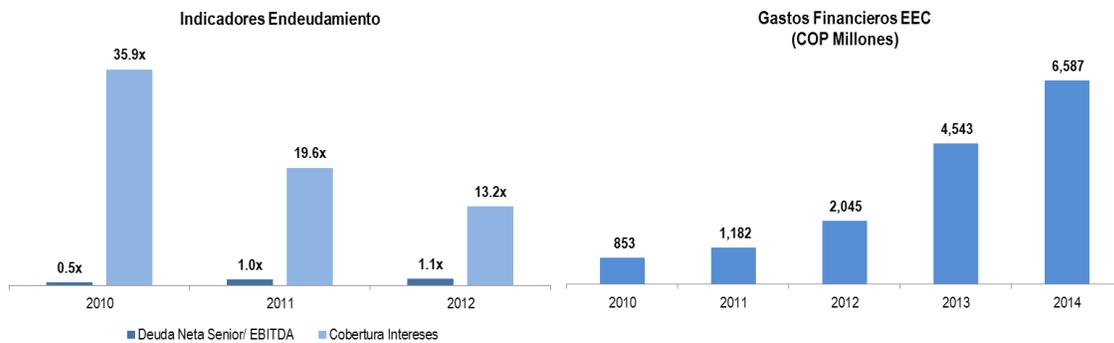
Se presenta una disminución en el índice de pérdidas de energía de 1.06 puntos porcentuales, esto como resultado del desarrollo del plan de choque de pérdidas donde se instalaron equipos de macromedida para focalización y se realizaron visitas comerciales.

Se presentó un crecimiento en el número de clientes de 4,01% entre el 2013 y el 2014 equivalente a 10.636 nuevos clientes del mercado regulado destacándose los residenciales de los estratos 1, 2 y 3 y el segmento comercial.



La estructura de capital se ha mantenido estable durante los últimos años, sin embargo por el alto y sostenido nivel de inversiones a cierre de los últimos años ha sido necesario acudir a endeudamiento financiero en moneda local con entidades financieras colombianas.

6.1.3.4 Endeudamiento



6.1.3.5 Inversiones

INVERSIONES - COP Mm

CapEx

Año	2010	2011	2012	2013	2014
CapEx	35,853	40,635	60,302	59,493	57,314

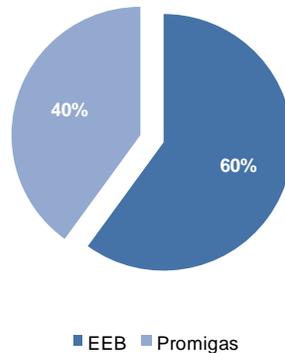
A diciembre de 2014 se logró una ejecución del plan de inversiones de EEC del 79% dando mayor énfasis al plan de choque para la recuperación de pérdidas de energía, inversión que se refleja en el cumplimiento de la meta de índice de pérdidas y, mejorando los índices de calidad

6.1.4 Gas Natural de Lima y Callao S.A. - Cálidda

A través de Cálidda, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de distribución de gas natural en Perú. Cálidda tiene la concesión del estado del peruano para construir y operar el sistema de distribución de gas natural en el departamento de Lima y Callao por un plazo de 33 años, prorrogables cada 10 años hasta un máximo de 60 años. Durante el periodo de la concesión, la empresa tiene el compromiso de brindar el servicio a clientes residenciales, comerciales, industriales, estaciones de servicio de gas natural vehicular y generadoras eléctricas.

La composición accionaria a 31 de diciembre de 2014:

Composición Accionaria



La participación de EEB en Cálidda es a través de EEB Perú Holdings Ltd, vehículo en el cual EEB tiene un 100% de participación. Así mismo, EEB tiene una participación del 15.6% en Promigas, por lo que la participación total de la compañía en Cálidda es del 66.2%.

6.1.4.1 Descripción del negocio

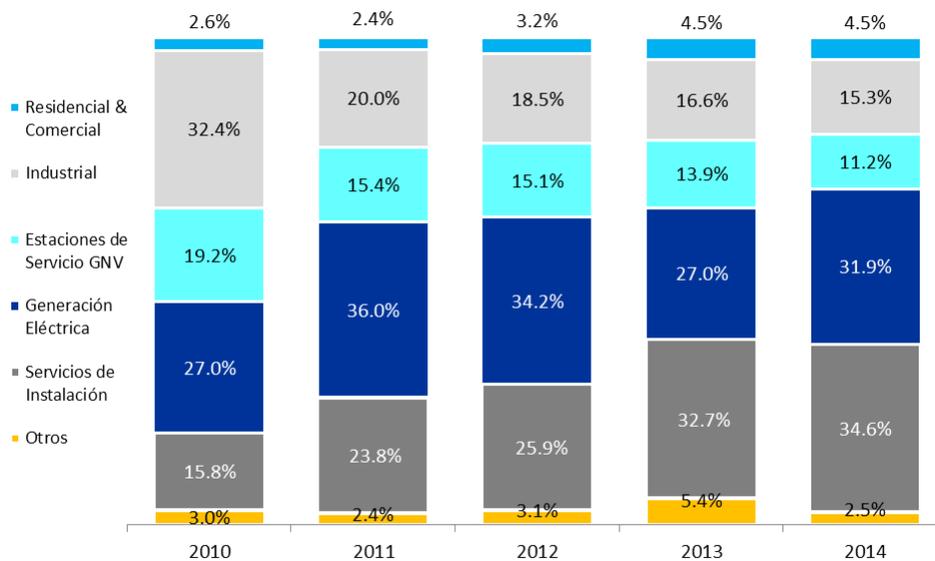
El área de concesión de Cálidda concentra más del 34% de la población del Perú y más del 44% del PBI del Perú. En el 2014 se alcanzó un nuevo récord de nuevas conexiones llegando al cliente 255,000 concentradas en el sector residencial. Actualmente, Cálidda cuenta con una participación en el mercado local de 83% en número de clientes. En cuanto a los segmentos Residencial y Comercial, Cálidda aumentó el número de clientes en 90,147 respecto del año 2013 (163,133 clientes), provenientes de los distritos del Perú en donde Cálidda tiene presencia.



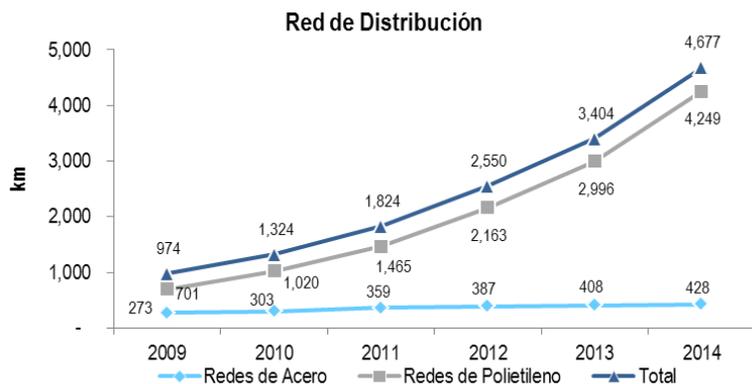
Los ingresos de Cálida se componen de cinco elementos:

- i) Ingresos de distribución, que contiene las ventas de distribución de gas natural;
- ii) Servicios de instalaciones internas, representado principalmente por la construcción de la red de gas natural dentro de los hogares (estos ingresos incluyen el derecho de conexión y los ingresos financieros que se derivan del financiamiento de la instalación de estos clientes);
- iii) Ingresos Pass-through, que se derivan de los servicios de suministro de gas y de transporte de gas (los cuales además también representan un costo de venta, sin un margen);
- iv) IFRIC 12, representa una norma contable para las inversiones de la concesión, y
- v) Otros ingresos, que comprende el mantenimiento y otros servicios no recurrentes.

Composición de Ingresos¹ por Segmento de Cliente



(1) Excluyendo ingresos por IFRIC 12 y pass-through.



6.1.4.2 Aspectos claves del negocio

Desde agosto del 2004, Cálidda viene operando un sistema de distribución que permite brindar el servicio de gas natural a los clientes residenciales, comerciales, industriales, GNV y generadores eléctricos, ubicados en las ciudades de Lima y del Callao. El Gas Natural distribuido por Cálidda es recibido del sistema de transporte, propiedad de TgP, operado por la Compañía Operadora de Gas del Amazonas (COGA), en el City Gate, el cual se ubica en el distrito de Lurín a la altura del kilómetro 35 de la Panamericana Sur. Desde allí parte la red principal, que atraviesa la ciudad de sur a norte.

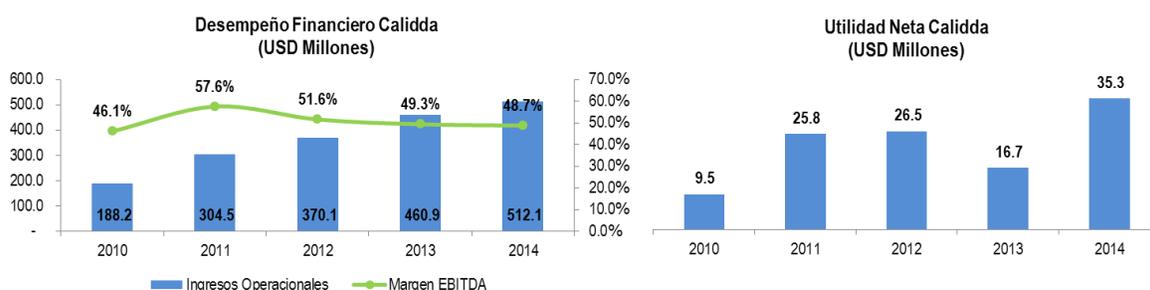
La construcción de la red principal, comenzó en el 2002, culminándose con el inicio de la operación comercial en agosto del 2004, posteriormente se realizó el proyecto de la expansión de la Red Principal el cual fue concluido en el año 2013, lográndose un incremento en la capacidad del sistema de distribución de gas natural de Cálidda de 255 MMPCD a 420 MMPCD (+65%). Actualmente, nos encontramos en la expansión del sistema de distribución a través de las denominadas Otras Redes (Redes Secundarias)

En el segmento de generación eléctrica, es importante mencionar la conexión de dos nuevas termoeléctricas en el año 2013: Fénix Power (534MW) y Termochilca (200MW), conectadas en mayo y octubre respectivamente, representando adicionalmente 126 MMPCD de volumen contratado.

En cuanto al segmentos Residencial, Cálidda distribuye gas natural en 15 de los 49 distritos de la ciudad de Lima y Callao: Villa El Salvador, Comas, San Juan de Lurigancho, El Agustino, San Miguel, Santiago de Surco, Jesús María, Magdalena, Pueblo Libre, Cercado de Lima, Los Olivos, San Martín de Porres, San Juan de Miraflores, San Borja, y Villa María del Triunfo. Igualmente, en el segmento industrial y estaciones GNV, Cálidda está presente en más de 30 distritos.

6.1.4.3 Resultados financieros

RESULTADOS FINANCIEROS - USD Mm	2010	2011	2012	2013	2014
Ingresos Operacionales	188.2	304.5	370.1	460.9	512.1
Utilidad Operacional	20.7	45.3	48.1	53.2	69.6
Margen Operacional	11.0%	14.9%	13.0%	11.5%	13.6%
EBITDA	29.4	59.4	64.4	72.1	91.2
Margen EBITDA	46.1%	57.6%	51.6%	49.3%	48.7%
Utilidad neta	9.5	25.8	26.5	16.7	35.3
Margen Neto	5.1%	8.5%	7.2%	3.6%	6.9%

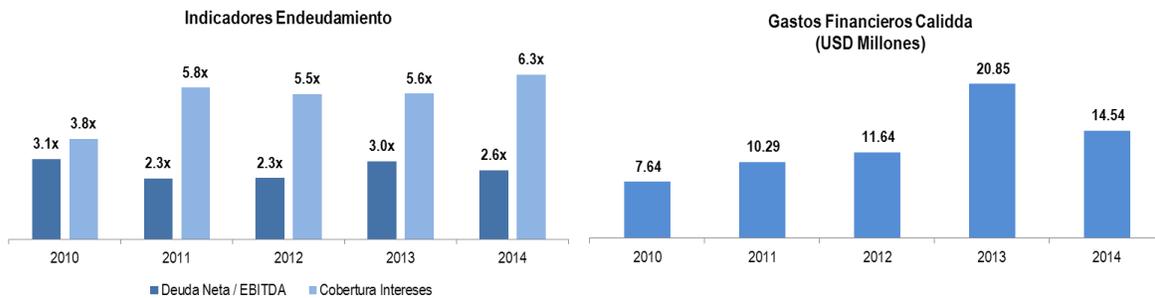
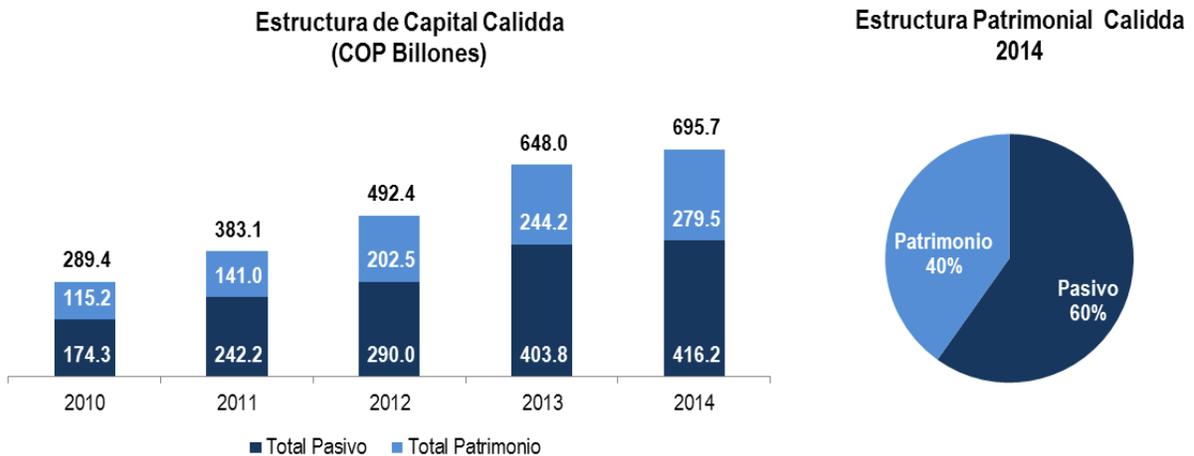


Mayores ingresos por venta de Gas (+USD16 mm) por mayor consumo de clientes industriales y GNV. Mayores ingresos por Distribución (+USD 26 mm) por mayor consumo de Generadores debido a la

entrada de Termochilca, Fénix y Kallpa las flores. Mayores ingresos por instalaciones (+USD 17 mm) por mayor número de conexiones (+31,167 conexiones).

En 2014, Cálidda incrementó su volumen distribuido a 540 mmpcd, un 6% adicional comparado con el año 2013. Lo anterior se explica por los generadores de energía que se han unido al sistema de distribución de Cálidda tales como Fénix y Termochilca, que han agregado al sistema 127 mmpcd. Adicionalmente durante ese año, incrementó su red de alta presión de acero y red secundaria de polietileno en 30% frente a 2013. El Sistema de distribución de Cálidda alcanzó un total de 4,678 kilómetros de tuberías subterráneas.

Finalmente, la capacidad contratada en firme se incrementó a 540 mmpcd debido al inicio de Contrato de Enesur (enero 2014), ingreso de Kallpa (abril 2014) y firmas de adendas por Open Season. Esto permitió una mayor generación de EBITDA al cerrar en USD 91.2 millones.



6.1.4.4 Inversiones



En el 2014, Cálidda ha invertido USD 83 MM en la expansión de la red de distribución. Hay continuidad de los proyectos, la puesta en operación es individual y por tramos construidos. No obstante, se puede resaltar que tanto la Ampliación de la Red Principal y las Generadoras Chilca ya se culminaron.

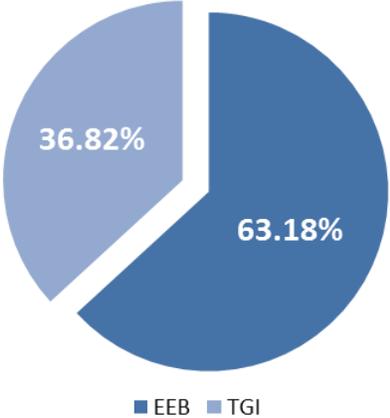
6.1.5 Contugas

Contugas es la concesionaria del sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica, Perú (departamento adyacente al sur de Lima).. El sistema de distribución incluye una red de alta presión de más de 300km y una red de polietileno de más de 900 km. A través de Contugas, la Empresa de Energía de Bogotá participará en el negocio de distribución y comercialización de gas natural en Perú.

Las provincias del departamento de Ica a las cuales ya se les está llevando gas natural son Chincha, Ica, Pisco, Nasca y Marcona. Este es un proyecto con una inversión estimada de USD 358 MM. El departamento de Ica cuenta con consumos de energía industriales importante para sectores de agroindustria, siderúrgica, pesca y estaciones de servicio, entre otros. Así mismo, tiene un potencial para generación térmica puesto que fuera del nodo energético de Lima, es el otro punto de Perú uque cuenta con gas natural y líneas de transmisión de 500KV.

La composición accionaria a 31 de diciembre de 2014:

Composición Accionaria



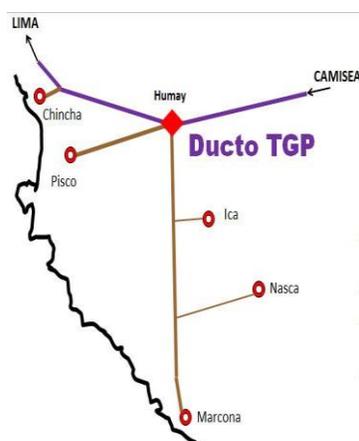
La instalaciones de la empresa estarán ubicadas en los lugares donde se distribuirá el gas natural por red de ductos, en las localidades de Ica, Chincha, Pisco, Nasca y Marcona. Las oficinas administrativas están ubicadas en la sede de Lima.



Aspectos relevantes:

- En 2008 se adjudicó la concesión al consorcio EEB-TGI.
- En 2009 se firmó el contrato de concesión por 30 años y se dio inicio a la ingeniería básica y detallada
- Regiones que atiende Contugas: Ica, Pisco, Nazca, Marcona y Chíncha 280Km (Aprox) de gasoducto. Las tarifas de transporte y distribución aplicables a Contugas son las acordadas en el contrato de concesión y estarán en firme durante los primeros ocho años de operación. Después serán revisadas cada cuatro años por el regulador peruano. Las tarifas dependen del nivel de consumo y del tipo de usuario.
- Estructura de financiación: Recursos propios y deuda local.
- En 2010 se realizó la adjudicación para la ampliación del servicio de transporte hasta Humay por 8,33 mpcd.
- En 2010, Contugas inició el proceso de licitación para contratar el suministro y construcción del sistema de transporte.
- En 2010 el estado peruano aprobó el estudio de impacto ambiental del proyecto.
- En 2011, Contugas firma de contratos por 46 MMPCD en firme y 37MMPCD interrumpible y logra adjudicación del contrato RPC (Red Troncal).
- En 2012 inicio de construcción de la red troncal, se inaugura sistema de distribución en la ciudad de Pisco
- En 2013 se inauguró el sistema de distribución en la ciudad de Chíncha. Se logró el cierre financiero Crédito Mediano plazo (USD 310MM a 6 años *tipo bullet*) y se puso en Operación Sector Norte (Pisco e Ica)
- En 2014, puesta en Operación Comercial de todo el Sistema de Distribución de Contugas.
- En 2014, inicio de la prestación del servicio a clientes industriales (textileras, estaciones de servicio, pesqueras, siderúrgicas, etc).
- A finales del mes de febrero de 2014 se habilitó la primera industria que inició consumo de gas natural (Textiles del Valle) y posteriormente se han habilitado una estación de gas natural vehicular, una compañía papelera, tres plantas pesqueras y una siderúrgica.

- A cierre de diciembre 2014, Contugas cuenta con más de 29.200 clientes habilitados (con más de 34.900 ventas residenciales realizadas y 33.400 instalaciones internas construidas).



6.2 Filiales no controladas

6.2.1 Emgesa S.A.

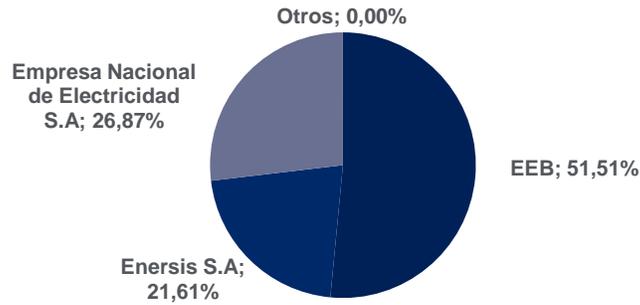
EEB participa en el negocio de generación de energía eléctrica en Colombia principalmente a través de Emgesa. Esta compañía fue creada el 23 de octubre de 1997 en el marco del proceso de capitalización de EEB. En dicho proceso se separaron los activos de generación de la compañía, los cuales fueron aportados en especie a Emgesa mientras que un inversionista estratégico realizó aportes en efectivo. Dicho accionista fue el Grupo Endesa que hoy en día participa en la compañía a través de Endesa.

La composición accionaria de Emgesa a 31 de diciembre de 2014:

Accionista	Tipo de acción	Número	%
EEB*	preferenciales	20,952,601	14.07%
EEB	ordinarias	55,758,250	37.44%
Energis S.A	ordinarias	32,176,823	21.61%
Empresa Nacional de Electricidad S.A	ordinarias	40,019,173	26.87%
Otros	ordinarias	7,315	0.00%

*Acciones preferenciales de EEB sin derecho a voto

Composición Accionaria Emgesa



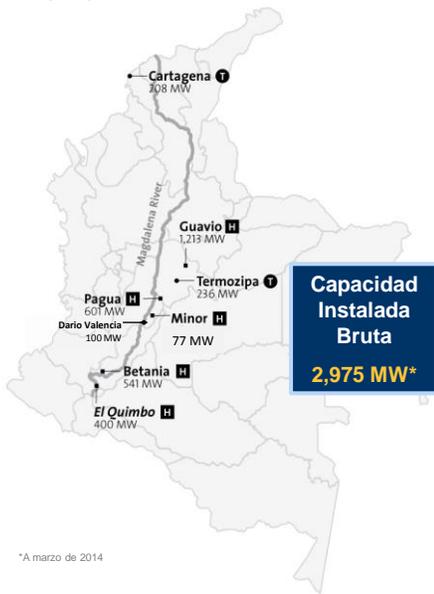
Si bien EEB, es propietaria de 51.5% del capital accionario de Emgesa, no tiene el control operativo de esta compañía porque solamente tiene el 37.4% de las acciones con derecho a voto. EEB suscribió un acuerdo de accionistas mediante el cual se requiere su aprobación para definir aspectos centrales del negocio tales como nuevas inversiones, endeudamiento por encima de un monto especificado, adquisiciones o expansiones, operaciones con vinculados, entre otros. En dicho acuerdo, se establece que las partes votarán a favor de la máxima distribución de utilidades teniendo en cuenta las reservas legales del caso.

6.2.1.1 Descripción del negocio

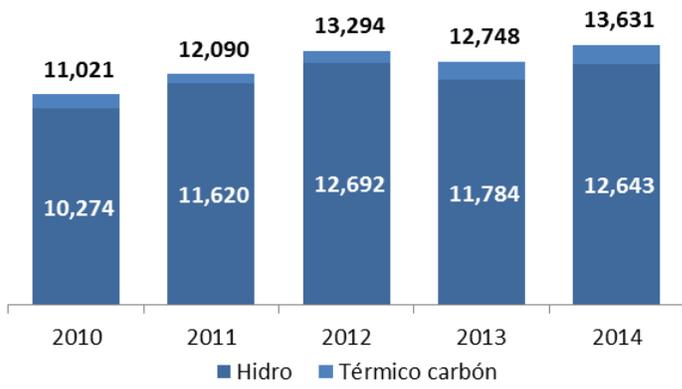
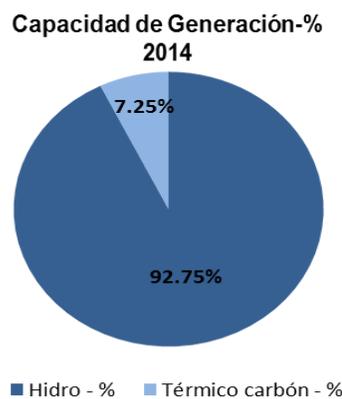
Emgesa tiene como actividad principal la generación y comercialización de energía eléctrica en Colombia. La compañía cuenta con nueve centrales de generación hidráulica y dos de generación térmica.

Activos de Generación de Emgesa

Portafolio de generación diversificado en 3 cuencas hidrográficas diferentes



*A marzo de 2014

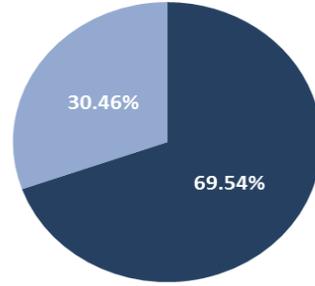


Centrales de generación hidráulica y térmica:

Planta	Capacidad
Central hidroeléctrica Guaca	324,6 MW
Central hidroeléctrica Guavio	1.213 MW
Central hidroeléctrica Charquito	19,5 MW
Central hidroeléctrica Betania	540 MW
Central hidroeléctrica Paraíso	276 MW
Central hidroeléctrica Tequendama	19,5 MW
Central hidroeléctrica Limonar	19,5 MW
Central hidroeléctrica La Tinta	19,5 MW
Central hidroeléctrica San Antonio	19,5 MW
Central hidroeléctrica La Junca	19,5 MW
Central térmica Martín del Corral	240 MW

Central térmica Cartagena	208 MW
Central Darío Valencia	100 MW

Venta de Energía - Composición Año 2014

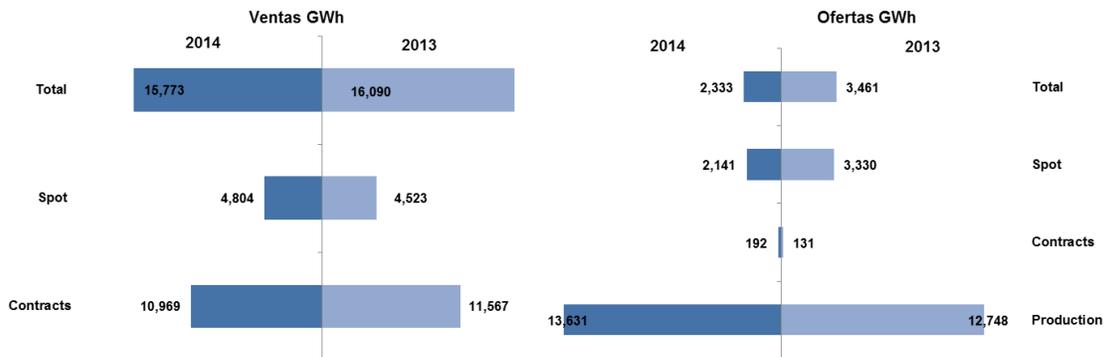


■ Contratos (% total) ■ Bolsa (% Total)

Emgesa, en su actividad de generador, comercializa energía en el Mercado Mayorista efectuando ventas de energía a Grandes Clientes, ventas en bloque a empresas generadoras y comercializadoras de energía y transacciones en el Mercado Spot – Bolsa de Energía. Históricamente, la política comercial ha determinado que la mayor cantidad de las ventas se haga a través de contratos bilaterales lo cual mitiga los riesgos de la volatilidad en los precios de la energía y por lo tanto otorga mayor estabilidad a los ingresos de la compañía.

6.2.1.2 Aspectos claves del negocio

Ventas / Ofertas GWh



Al cierre del año 2014, dentro de la composición de sus ventas, Emgesa mantiene el 70% a través de contratos bilaterales a largo plazo con el mercado mayorista y no regulado, y el restante 30% a través del mercado spot y del mecanismo AGC.

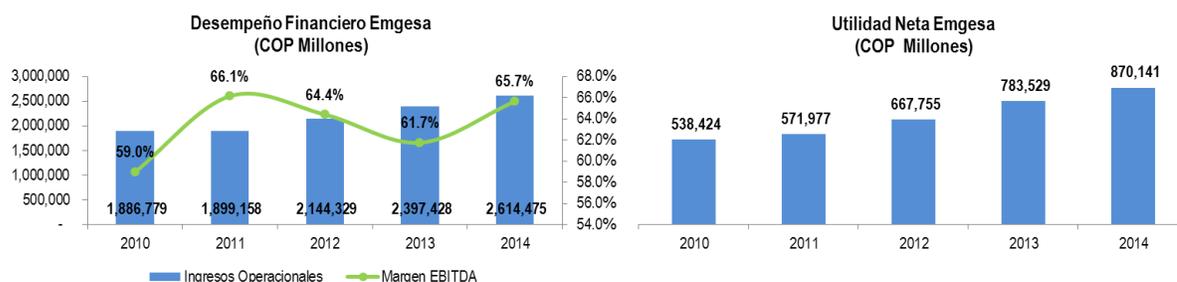
La generación de Emgesa representó el 21.2% del total del sistema y fue superior a la generación de 2013 (+4.2%). En términos de capacidad instalada bruta Emgesa, representa el 19.1% del país.

Emgesa, en su actividad de generador, comercializa energía en el Mercado Mayorista efectuando ventas de energía a Grandes Clientes, ventas en bloque a empresas generadoras y comercializadoras de energía y transacciones en el Mercado Spot – Bolsa de Energía. Históricamente, la política comercial ha determinado que la mayor cantidad de las ventas se haga a través de contratos bilaterales lo cual mitiga

los riesgos de la volatilidad en los precios de la energía y por lo tanto otorga mayor estabilidad a los ingresos de la compañía.

6.2.1.3 Resultados financieros

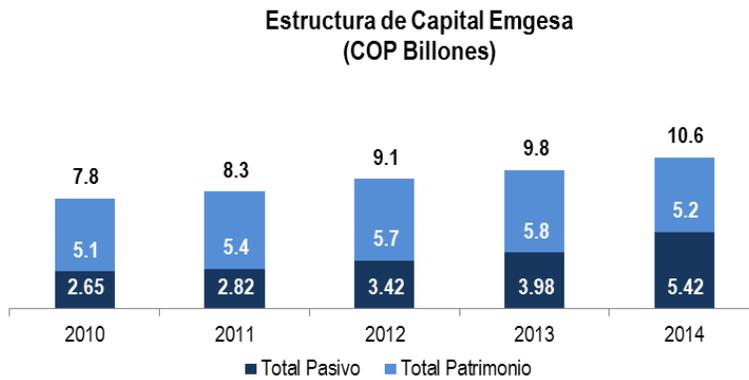
RESULTADOS FINANCIEROS - COP Mm	2010	2011	2012	2013	2014
Ingresos Operacionales	1,886,779	1,899,158	2,144,329	2,397,428	2,614,475
Utilidad Operacional	970,728	1,104,497	1,234,160	1,330,628	1,568,348
Margen Operacional	51.4%	58.2%	57.6%	55.5%	60.0%
EBITDA	1,112,629	1,256,231	1,380,920	1,480,177	1,716,611
Margen EBITDA	59.0%	66.1%	64.4%	61.7%	65.7%
Utilidad neta	571,977	667,755	783,529	870,141	1,005,533
Margen Neto	30.3%	35.2%	36.5%	36.3%	38.5%



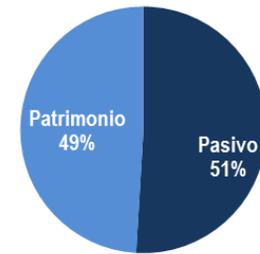
Los ingresos operacionales crecieron a una tasa del 9.1% gracias a una mayor generación hídrica, lo que permitió mayores ventas a través del mercado spot, que a su vez se beneficiaron de mayores precios en bolsa de la energía. Durante 2014 también se evidenció una recuperación del Índice de Precios al Productor -IPP al cual están indexados la mayor parte de contratos en el mercado mayorista.

El costo de ventas se redujo gracias a una menor generación térmica lo que implicó menores costos de producción. La utilidad operacional creció a un mayor ritmo al de los ingresos operacionales como consecuencia de menores compras de energía en el mercado spot, un menor consumo de combustibles, y una favorable hidrología, superior a la media histórica, en contraste a las condiciones secas del resto del país.

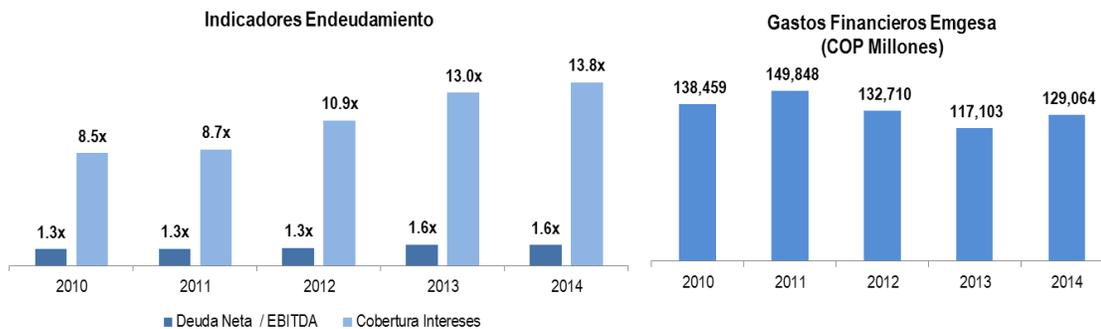
La utilidad neta presentó un incremento del 15.6% debido principalmente a mejor resultado operacional y a menores costos de ventas por mayores aportes hidrológicos.



**Estructura Patrimonial Emgesa
2014**



6.2.1.4 Endeudamiento



El gasto financiero neto de 2014 creció 23% con respecto al año 2013, alcanzando COP 105,999 millones. Esto fue el resultado de un mayor costo financiero, producto de una mayor tasa de interés promedio durante 2014 (IBR e inflación) y de un mayor saldo de deuda financiera.

Con el fin de conseguir los recursos necesarios para financiar la inversión en la construcción de El Quimbo, se diseñó una estrategia de financiación orientada a garantizar la disponibilidad de los recursos, mantener la alta calidad crediticia de Emgesa, lograr eficiencia en costos financieros y minimizar la exposición a riesgos de tipo de cambio y tipo de interés. Esta estrategia se ha venido ejecutando en dos fases así:

Fase I - Emisión de bono internacional y fuentes de respaldo (2010-2011): implicó la incursión de Emgesa como emisor en el mercado internacional de capitales mediante la emisión del primer bono internacional

de un corporativo colombiano denominado en pesos y pagadero en dólares a una tasa de interés fija y por un monto de \$736.760 millones (alrededor de USD\$400 millones de dólares), de los cuales \$646.760 millones se destinaron a la financiación del proyecto. Adicionalmente, desarrollamos en conjunto con la banca local instrumentos que permitieran disponer de recursos adicionales de respaldo para el proyecto garantizando su disponibilidad durante la construcción del mismo. Como resultado, se contrataron líneas comprometidas con la banca local en enero de 2011 por \$360.000 millones, en las cuales se establece la obligación por parte de los bancos participantes de otorgar créditos a Emgesa en el momento que ésta los requiera así exista incertidumbre en los mercados en el momento del desembolso. Así mismo, se obtuvo la disponibilidad de una línea de crédito intercompañía con Codensa hasta por \$300 millones de dólares.

Fase II – Optimizar el costo de financiamiento (2012-2014): teniendo en cuenta los mecanismos de respaldo ya contratados para asegurar la disponibilidad de liquidez en todo momento para las necesidades del Proyecto, los esfuerzos para la segunda fase de financiamiento se han orientado a contar con la flexibilidad necesaria en plazos y fuentes para minimizar el costo de la deuda a tomar. Por lo tanto, una vez agotados en octubre de 2012 los recursos de la emisión del bono internacional emitido en 2011, las necesidades del proyecto El Quimbo se financiaron con créditos intercompañía de corto plazo con Codensa y se monitorearon permanentemente las condiciones del mercado local e internacional, con el fin de identificar el mejor momento para emitir un nuevo bono que permitiera refinanciar a largo plazo los recursos tomados de corto plazo, y adicionalmente asegurar recursos para la financiación de las inversiones de los meses siguientes a un costo financiero adecuado. Tras este seguimiento a las condiciones de mercado, en diciembre de 2012 se emitió el Cuarto Tramo bajo el Programa de Emisión y Colocación en el mercado de capitales local por \$500.000 millones, obteniendo dichos recursos a una tasa media de IPC + 3,57%. En septiembre de 2013 se emitió el Quinto Tramo bajo el Programa de Emisión y Colocación en el mercado de capitales local por \$565.000 millones a una tasa media de IPC + 4,73%. Finalmente en Mayo 2014 se emitió el Sexto Tramo bajo el Programa de Emisión y Colocación en el mercado de capitales local por \$590.000 millones a una tasa media de IPC + 3.75%.

6.2.1.5 Inversiones

INVERSIONES - COP Mm	2012	2013	2014
CapEx	503,343	642,787	872,495

El proyecto Salaco se completó el 13 de diciembre de 2014 con la entrada en operación comercial de la Unidad 1 de Laguneta (18 MW), lo que representó la repotenciación de las seis unidades de la cadena Salaco sobre la cuenca del Río Bogotá, adicionando 144,6 MW a la capacidad instalada de Emgesa.

Proyecto El Quimbo



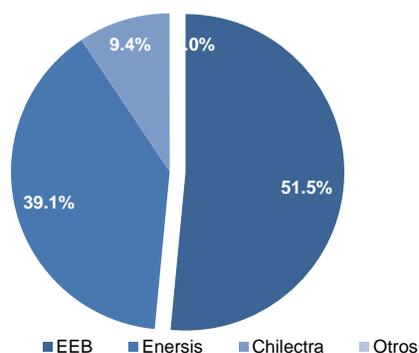
La construcción del Quimbo se inició en el año 2010 y se espera terminar en el 2015. La inversión acumulada en el proyecto El Quimbo al 2014 es de USD 862 millones (Constantes de 2010). La ejecución física al 31 de diciembre es de 85%. El área del proyecto es de 8,586 hectáreas que abarca los municipios de Gigante, Garzón, Altamira, El Agrado, Paicol y Tesalia. La altura de la presa está estimada en 151 mts creando un embalse con una capacidad instalada de 400 MW y una generación media de 2,090 Gwh/año.

6.2.2 Codensa S.A.

A través de Codensa, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia. Esta compañía fue creada el 23 de octubre de 1997 en el marco del proceso de capitalización de EEB. En dicho proceso se separaron los activos de distribución de la compañía, los cuales fueron aportados en especie a Codensa mientras que un inversionista estratégico realizó aportes en efectivo. Dicho accionista fue el Grupo Endesa que hoy en día participa en la compañía a través de Endesa, Enersis y Chilectra.

Codensa tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias, y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes. La Compañía además ejecuta otras actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general. Gestiona, opera, celebra y ejecuta contratos especiales de gestión con otras empresas de servicios públicos. Y vende o presta bienes o servicios a otros agentes económicos dentro y fuera del país, relacionados con los servicios públicos.

La composición accionaria a 31 de diciembre de 2014:



Si bien EEB, es propietaria de 51.5% del capital accionario de Codensa, no tiene el control operativo de esta compañía porque solamente tiene el 36.36% de las acciones con derecho a voto. EEB suscribió un acuerdo de accionistas mediante el cual se requiere su aprobación para definir aspectos centrales del negocio tales como nuevas inversiones, endeudamiento por encima de un monto especificado, adquisiciones o expansiones, operaciones con vinculados, entre otros. En dicho acuerdo, se establece que las partes votarán a favor de la máxima distribución de utilidades teniendo en cuenta las reservas legales del caso.

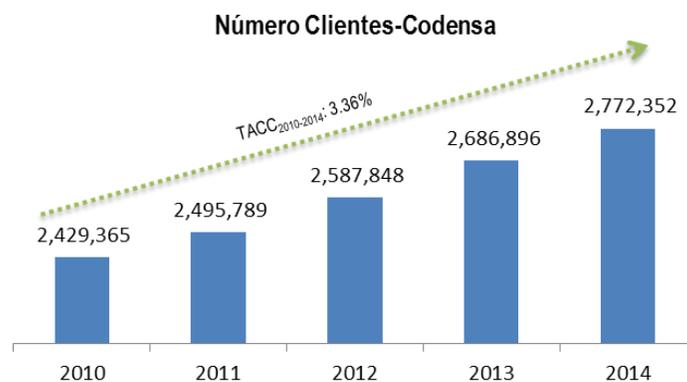
6.2.2.1 Descripción del negocio

Codensa es la mayor distribuidora de energía eléctrica del país. Al finalizar el 2013 su área de operaciones abarco en el Distrito Capital de Bogotá y los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Tolima. Su red está compuesta por 47.789 Km de redes de media y baja tensión. El número de clientes a nivel nacional ascendió a 2,709,610 en el primer trimestre de 2014. Esta base de clientes le permite a la compañía participar con el 23.5% del mercado de energía nacional.

El negocio de distribución y comercialización de Codensa es un monopolio natural regulado por la CREG cuyas tarifas buscan generar un retorno adecuado sobre los activos (a costo de reposición) y reconocer los gastos de administración, operación y mantenimiento. La metodología de tarifas de la compañía es revisada cada cinco años y la última revisión de la CREG fue 2009. Actualmente, Codensa se encuentra en proceso de revisión con la CREG y se espera obtener una decisión a finales de 2014.

6.2.2.2 Aspectos claves del negocio

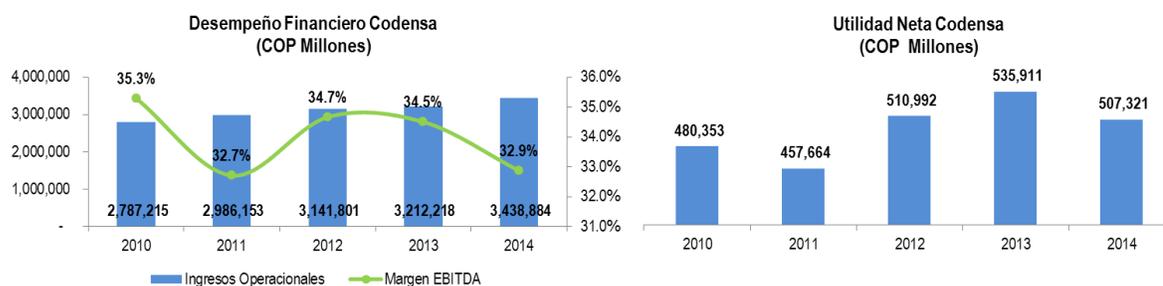
INDICADORES	2010	2011	2012	2013	2014
Demanda energía Codensa GWh-año	13,224	13,612	13,829	14,352	14,726
Demanda nacional energía GWh/año	56,147	57,150	59,367	60,892	63,396
Participación de mercado - % demanda	23.6%	23.6%	23.6%	23.6%	23.2%
Clientes – No	2,429,365	2,495,789	2,587,848	2,686,896	2,772,352
Pérdidas - %	8.2%	7.8%	7.3%	7.0%	7.2%



La demanda de energía acumulada en el área de Codensa creció a una tasa anual media de 2.6% durante 2014, resultado principalmente del crecimiento de ventas de energía en el crecimiento de los sectores de consumo residencial, comercial, industrial y oficial. Mientras, la demanda nacional de energía creció a una tasa anual media de 4.4% a diciembre de 2014 liderada principalmente por la dinámica de crecimiento en los sectores de minería y petróleo y construcción.

6.2.2.3 Resultados Financieros

RESULTADOS FINANCIEROS - COP Mm	2010	2011	2012	2013	2014
Ingresos Operacionales	2,787,215	2,986,153	3,141,801	3,212,218	3,438,884
Utilidad Operacional	742,417	723,445	828,501	854,121	859,550
Margen Operacional	26.6%	24.2%	26.4%	26.6%	25.0%
EBITDA	983,619	976,680	1,089,045	1,108,179	1,130,194
Margen EBITDA	35.3%	32.7%	34.7%	34.5%	32.9%
Utilidad neta	480,353	457,664	510,992	535,911	507,321
Margen Neto	17.2%	15.3%	16.3%	16.7%	14.8%



Codensa distribuyó el 23.2% de la energía demanda a nivel nacional y el 21.8% de la energía regulada del país, generando durante el año ingresos operacionales por valor superior a COP 3.4 billones, es decir 7.1% mayor respecto a 2013, como resultado de: (i) crecimiento en 2.6% de la demanda en su zona de influencia; (ii) mayores ingresos asociados a ventas de servicios de energía al mercado regulado y a

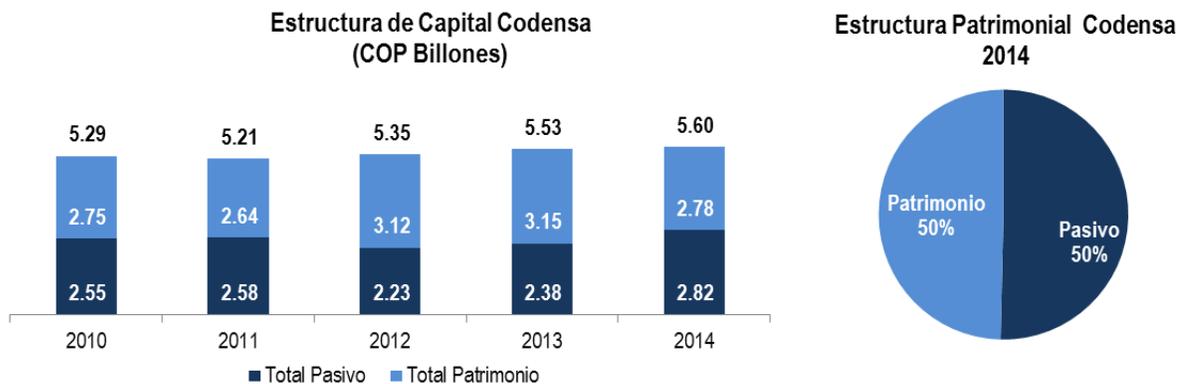
ventas de otros servicios asociados (peajes); y (iii) mayor valor del componente de generación en la tarifa regulada y mayores ingresos por reconocimiento de gastos de administración y mantenimiento (AOM) a partir de mayo de 2014.

El costo de ventas de Codensa ascendió a COP 2.4 billones, lo cual representa un incremento del 9.0% respecto del 2013, producto de las mayores compras de energía en bolsa para atender la demanda.

Los gastos de administración crecieron en un 19.7% con respecto a 2013, como consecuencia de mayor valor en la provisión de deudores. Consecuencia de lo anterior, la utilidad operacional creció 0.6% frente a 2013, al alcanzar COP 859,550 millones

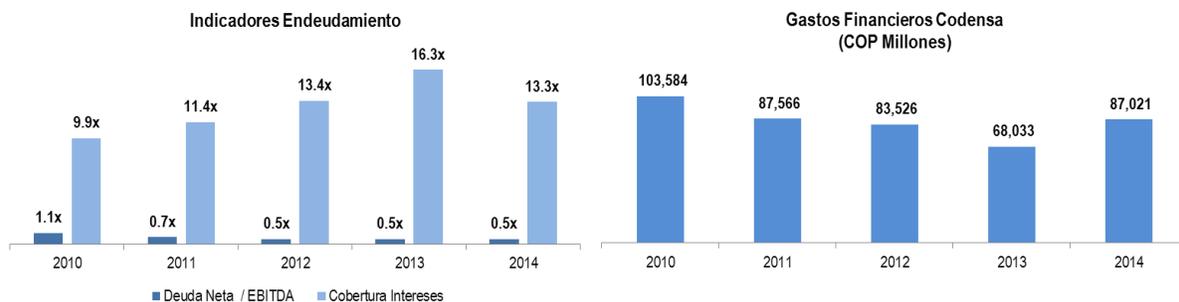
El EBITDA de Codensa al 2014 ascendió a COP 1.1 billones, lo que representa un crecimiento de 2.0% respecto a 2013, principalmente por mayores ingresos operacionales, a pesar de un incremento superior en el costo de ventas.

Finalmente, la utilidad neta de Codensa ascendió a COP 507,321 millones durante 2014, una reducción del -5.3% respecto del año 2013.



La deuda total de Codensa ascendió al 31 de diciembre de 2014 a COP 1.2 billones, lo que implica una disminución del 5.2% por la primera amortización de la primera emisión de bonos por COP 250,000 millones el 11 de marzo de 2014 y la colocación del primer lote del tercer tramo bajo el programa de emisión y colocación de bonos por COP 185,000 millones en septiembre de 2014.

6.2.2.4 Endeudamiento



El gasto financiero aumentó en COP 27,243 millones como resultado de mayores tasas de inflación promedio durante 2014 en comparación con las de 2013, indicador al cual está indexado el 100% de la deuda vigente de Codensa. De igual forma, durante 2014 hubo un menor gasto capitalizable relacionado con los proyectos en construcción en comparación con el año 2013.

6.2.2.5 Inversiones

INVERSIONES - COP Mm	2010	2011	2012	2013	2014
CapEx	299,282	290,406	646,645	280,634	373,119

En el 2014 se realizaron inversiones por COP 373,119 millones de pesos de pesos, de los cuales el 40% se orientó a mejorar la calidad del servicio; el 28% al mejoramiento y modernización de redes, focalizados en las obras requeridas para satisfacer el crecimiento de la demanda y la repotenciación de circuitos; el 13% a seguridad en las operaciones; 6% al control de pérdidas; y 13% a las iniciativas estratégicas y los requerimientos legales.

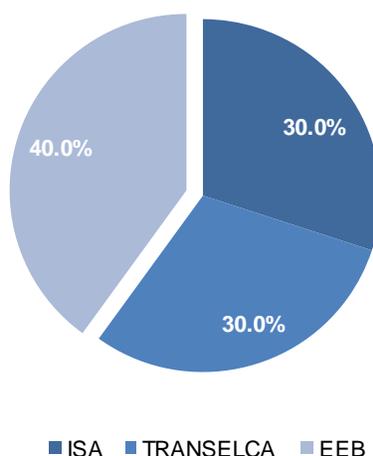
Se destaca el inicio del proyecto de la modernización del alumbrado público en la ciudad de Bogotá, en el marco del cual durante 2014 se instalaron más de 3.700 luminarias LED, dando prioridad a zonas inseguras e intersecciones viales. Las luminarias LED representan un ahorro del 45% en el consumo de energía, además de ser ecológicamente más amigables, porque tienen una vida útil mayor.

6.2.3 Red de Energía del Perú S.A. – REP

A través de REP, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de transmisión eléctrica en Perú. REP es la empresa más importante de transmisión eléctrica de Perú. Fue constituida en julio del 2002 para explotar, operar y efectuar el mantenimiento de una concesión del Estado peruano. Sus socios fundadores fueron ISA y Transelca S.A. E.S.P. El 31 de julio de 2002 se incorporó como accionista EEB, que adquirió el 40% de las acciones de la sociedad.

La composición accionaria a 31 de diciembre de 2014:

% Composición Accionaria



6.2.3.1 Descripción del negocio

La concesión de REP le otorga el derecho de explotar las líneas de transmisión, las subestaciones eléctricas, los centros de control, los equipos de telecomunicaciones y, en general, los bienes de la concesión, durante 30 años contado a partir del 5 de septiembre del 2002.

El contrato de concesión fija la Remuneración Anual Garantizada - RAG en Dólares y establece que ésta no podrá ser modificada durante la vigencia del contrato de concesión, salvo por el ajuste a realizarse cada año por la variación en el índice Finished Goods Less Food and Energy, publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de Estados Unidos.

En el 2006 se suscribió un acuerdo marco con el MINEM para la realización de las inversiones por ampliaciones en la cual se estableció el mecanismo de remuneración denominado Remuneración Anual por Ampliaciones-RAA, en el cual se asegura la recuperación de toda la inversión, definiéndose que la remuneración correspondiente cubre la anualidad del valor de la inversión auditada más la retribución por operación y mantenimiento.

REP cuenta con 46 subestaciones y 5,837 kilómetros de circuitos de transmisión de 220, 138 y 60 kV, que unen 19 departamentos del país. Las operaciones de su sistema eléctrico son efectuadas en coordinación con el COES, en adecuadas condiciones de calidad, seguridad y economía. Para garantizar la continuidad de la operación remota de sus subestaciones, REP cuenta con dos centros de control, los cuales operan en jerarquía principal y de respaldo, interconectados en tiempo real. El centro de control principal está localizado en su sede central de San Isidro en Lima y el de respaldo en la subestación Socabaya en Arequipa.

La empresa cuenta con 376 colaboradores, organizados en cuatro departamentos de transmisión y una sede central distribuidos geográficamente en todo el país. Esta organización permite garantizar una respuesta adecuada para el mantenimiento de sus equipos e instalaciones.

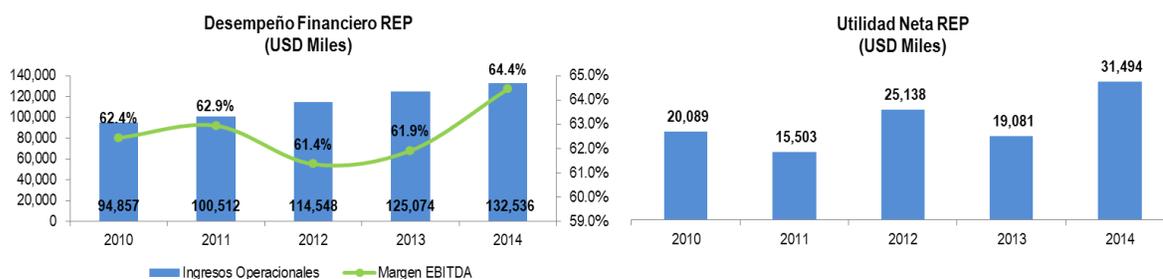
6.2.3.2 Aspectos claves del negocio

Aspectos claves del negocio	2010	2011	2012	2013	2014
Disponibilidad	99.51%	99.60%	99.50%	99.60%	N.D.
Longitud líneas de transmisión - Km	5,835	6,046	6,231	6,231	N.D.
Años restantes de concesión **	22	21	20	19	N.D.

	2010	2011	2012	2013	2014
Demanda de Energía en Perú GWh	32,314	38,709	37,310	39,667	N.D.
Crecimiento Económico	8.50%	6.50%	6.00%	5.80%	N.D.

6.2.3.3 Resultados financieros

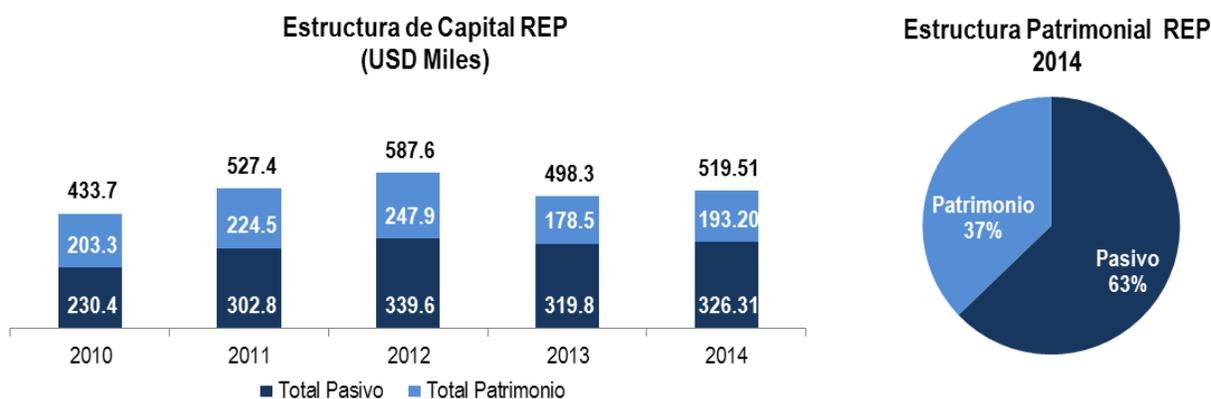
RESULTADOS FINANCIEROS - USD MM	2010	2011	2012	2013	2014
Ingresos Operacionales	94,857	100,512	114,548	125,074	132,536
Utilidad Operacional	33,743	33,057	38,942	37,911	55,678
Margen Operacional	35.6%	32.9%	34.0%	30.3%	42.0%
EBITDA	59,229	63,260	70,283	77,434	85,407
Margen EBITDA	62.4%	62.9%	61.4%	61.9%	64.4%
Utilidad neta	20,089	15,503	25,138	19,081	31,407
Margen Neto	21.2%	15.4%	21.9%	15.3%	23.7%



REP presentó mayores ingresos como consecuencia de (i) incremento en la remuneración anual garantizada por ajuste en el índice Finished Goods Less Food and Energy; y (ii) incremento en la remuneración anual por ampliaciones.

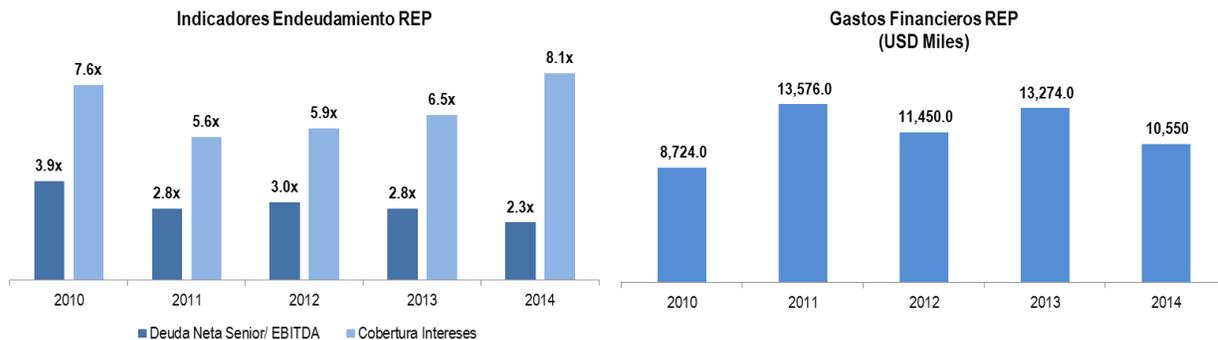
Los gastos de administración disminuyen por menores gastos de personal y servicios prestados por terceros.

Mayor EBITDA por el incremento en los ingresos por los servicios de operación y mantenimiento, servicios técnicos especializados y servicios complementarios que mantiene con terceros; y por la puesta en operación de las ampliaciones 10, 11 y 12; asimismo, el servicio de gerenciamiento de las empresas vinculadas Consorcio Transmataro e ISA Perú contribuyó con este resultado.



6.2.3.4 Endeudamiento

Menores gastos financieros producto, de mayores gastos capitalizados debido a las ampliaciones en construcción.



6.2.3.5 Inversiones

INVERSIONES - USD Mm	2010	2011	2012	2013	2014
CapEx	43.4	45.3	36.6	20.5	62.1

Desde el 2011 se iniciaron a las ampliaciones a la concesión de REP contratadas con el estado peruano.

6.2.4 Consorcio Transmantaro S.A. – CTM

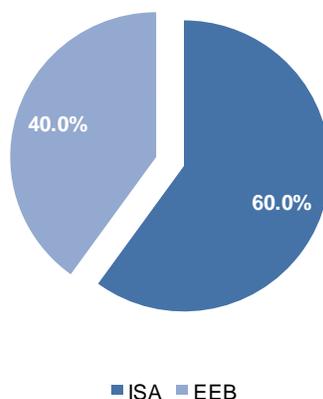
A través de CTM, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de transmisión eléctrica en Perú.

En 1998, se suscribió el contrato de concesión del sistema de transmisión Mantaro-Socabaya con CTM. Dicho contrato tiene un plazo de 33 años, contados a partir del 27 de febrero de 1998, luego del cual los bienes objeto de la concesión serán transferidos al estado peruano. El 8 de octubre del 2000, CTM comenzó la operación de la Interconexión Mantaro-Socabaya. El 12 de diciembre de 2006 ISA y EEB asumieron como nuevos operadores estratégicos de la concesión.

La composición accionaria a 31 de diciembre de 2014:

Accionista	Número	%
ISA	348,428,555	60.00%
EEB	232,285,704	40.00%

% Composición Accionaria



6.2.4.1 Descripción del negocio

CTM es una empresa focalizada en la actividad de transmisión eléctrica como concesionaria de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, que une el Sistema Interconectado Centro-Norte con el Sistema Interconectado Sur. En este contexto, CTM construye, opera y mantiene las redes de transmisión de energía eléctrica, y desarrolla sistemas y servicios de telecomunicaciones.

La concesión de CTM le otorga el derecho de explotar las líneas de transmisión, las subestaciones eléctricas, los centros de control, los equipos de telecomunicaciones y, en general, los bienes de la concesión, durante 30 años contado a partir de octubre de 2000.

6.2.4.2 Aspectos claves del negocio

	2010	2011	2012	2013	2014
Calificación de riesgo	AAA	AAA	AAA	AAA	N.D.
Disponibilidad de red	99.42%	99.57%			N.D.
Longitud líneas de transmisión - Km	5,835	6,046	6,231	6,231	N.D.
Años restantes de concesión **	21	20	19	18	N.D.

** Concesión 33 años a partir del 27 de febrero de 1998

Convenio de Estabilidad Tributaria

En virtud del Convenio de Estabilidad Jurídica suscrito entre el estado peruano y CTM, se garantiza la estabilidad tributaria y laboral en los siguientes términos:

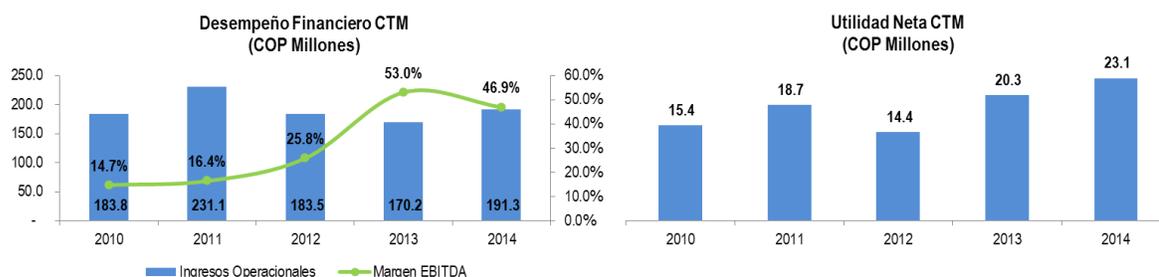
- i) Impuesto a la Renta: Implica que el citado impuesto no será modificado mientras esté en vigencia el citado convenio. De acuerdo con lo anterior, durante la vigencia del convenio se aplicará el impuesto a la renta con la tasa del 30% sobre la renta neta.
- ii) Regímenes de contratación de los trabajadores: Mientras esté vigente el convenio, se mantendrá estable el régimen de contratación laboral en las distintas modalidades.

El convenio rige desde el 24 de febrero de 1998 y tiene vigor durante la vigencia del contrato de concesión.

6.2.4.3 Resultados financieros

RESULTADOS FINANCIEROS - USD Mm

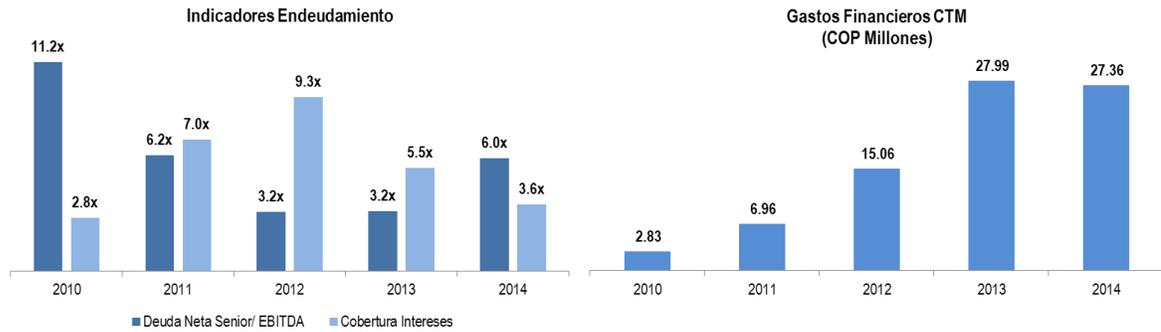
	2010	2011	2012	2013	2014
Ingresos Operacionales	183.8	231.1	183.5	170.2	191.3
Utilidad Operacional	20.6	26.5	25.6	51.0	50.6
Margen Operacional	11.2%	11.5%	14.0%	30.0%	26.4%
EBITDA	27.1	37.9	47.3	90.2	89.7
Margen EBITDA	14.7%	16.4%	25.8%	53.0%	46.9%
Utilidad neta	15.4	18.7	14.4	20.3	23.1
Margen Neto	8.4%	8.1%	7.8%	12.0%	12.1%



El incremento en los ingresos de CTM se debe principalmente por la puesta en operación comercial (POC) de la concesión LT Trujillo-Chiclayo realizada en julio 2014 y de los contratos privados con ATN2 y Minera Suyamarca, cuya entrada en operación se realizó en enero de 2014. Asimismo, se registra un año completo de ingresos correspondiente a (i) L.T Talara. Piura (POC mayo de 2013), (ii) los contratos privados L.T. 500 kV Fénix (POC marzo de 2013); (iii) la conexión Termochilca (POC junio de 2013); y (iv) los ingresos de L.T. Pomacocha-Carhuamayo (POC setiembre de 2013).

Los costos de ventas se incrementaron debido principalmente a la mayor amortización como resultado de la POC de las Líneas de transmisión mencionadas. Asimismo, se registra un incremento en el servicio de operación y mantenimiento prestados por relacionadas como consecuencia al ajuste de tarifas y a la POC de los proyectos antes mencionados.

6.2.4.4 Endeudamiento



Se observa una disminución de los gastos financieros respecto al mismo periodo del año anterior, debido a la reestructuración de la deuda de largo plazo realizada al reemplazar los préstamos bancarios y a sus vinculadas con la emisión del bono internacional, lo que permitió generar menores intereses.

6.2.4.5 Inversiones

INVERSIONES - COP Mm

CapEx

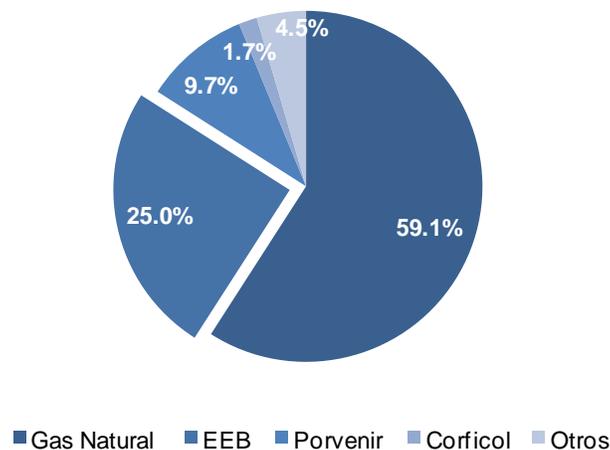
2009	2010	2011	2012	2013	2014
148,905	330,485	715,311	332,873	61,392	86,510

6.2.5 Gas Natural S.A.

A través de Gas Natural, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de transporte, distribución y comercialización de gas natural en Colombia. Gas Natural es una sociedad por acciones, de carácter privado, constituida como una empresa de servicios públicos, prestadora del servicio de distribución de gas natural por red de tubería y a la actividad complementaria de comercialización de dicho combustible en la ciudad de Bogotá y en los municipios de Soacha, Sibaté y La Calera.

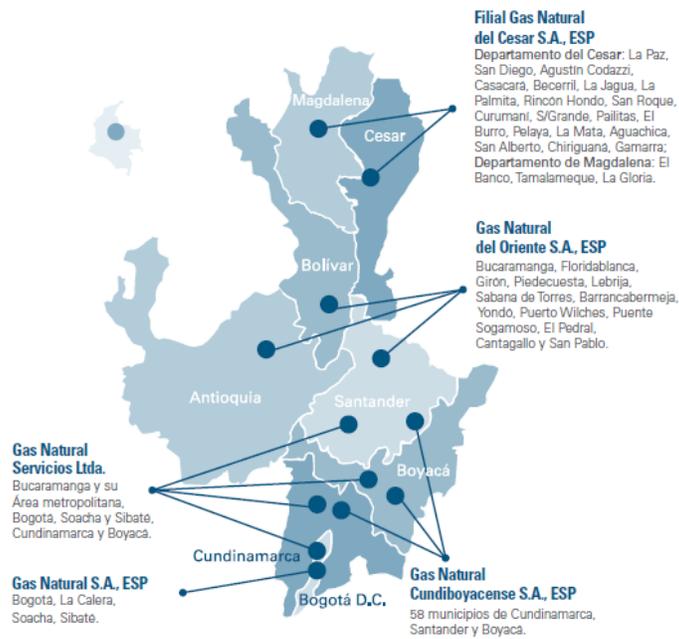
La composición accionaria a 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

% Composición Accionaria



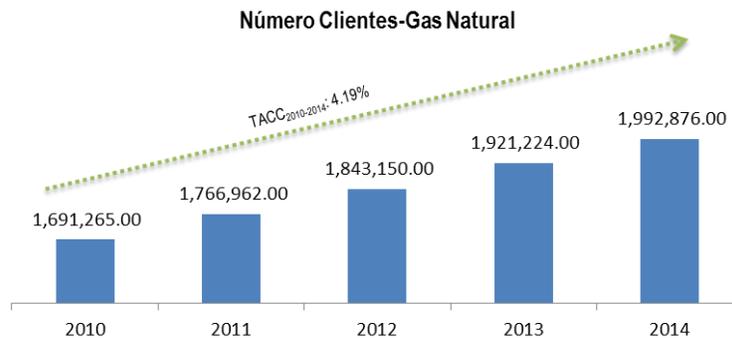
6.2.5.1 Descripción del negocio

Operaciones en el país



Las compañías filiales de Gas Natural S.A. ESP son Gas Natural Cundiboyacense S.A. ESP, Gas Natural del Oriente S.A. ESP, y Gas Natural Servicios Limitada, en las cuales es accionista de manera directa con participaciones del 77.45%, 54.50% y 99.90% respectivamente. Adicionalmente, cuenta con una empresa subsidiaria, Gasnacer S.A. ESP, en la cual participa directamente con el 6.29% de las acciones en circulación y de manera indirecta a través de Gasoriente S.A. ESP, accionista mayoritario de Gasnacer S.A. ESP con una participación accionaria del 55.94% sobre su capital social.

Los negocios de distribución y comercialización de gas natural son monopolios naturales regulados por la CREG cuyas tarifas buscan generar un retorno adecuado sobre los activos y reconocer los gastos de administración, operación y mantenimiento.



Portafolio de inversiones de Gas Natural

Empresas del sector	Participación	Actividad
Gas Natural del Oriente S.A., ESP	54.50%	Distribución de gas
Gas Natural Cundiboyacense S.A. ESP	77.45%	Distribución de gas
Gas Natural del Cesar S.A., ESP	6.29%	Distribución de gas

Empresas de otros sectores	Participación	Actividad
Gas Natural Servicios Ltda.	99.90%	Servicios
Colombiana de Extrusión S.A.	15.00%	Producción de tubería
Metrex S.A.	32.03%	Producción de medidores
Concentra Inteligencia de Energía SAS	6.25%	Servicios

6.2.5.2 Aspectos claves del negocio

El suministro de gas natural fue atendido mediante los contratos vigentes obtenidos en el mercado secundario. La principal fuente de aprovisionamiento para Bogotá, Soacha y Sibaté es el campo Cusiana. En el 2010, Gas Natural participó en la subasta para comercialización de gas en firme de los campos del Casanare, realizada por BP Exploration Company y Tepma.

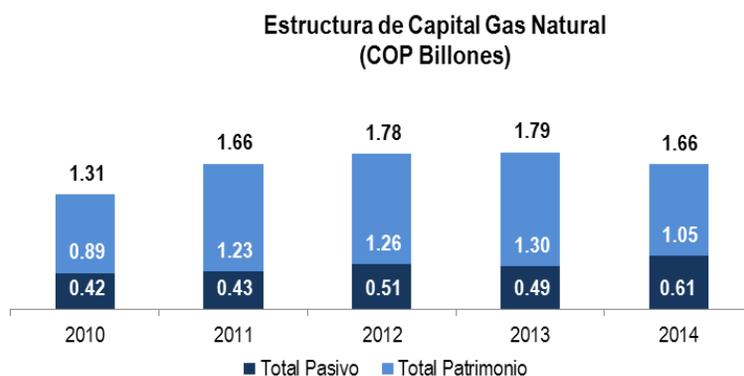
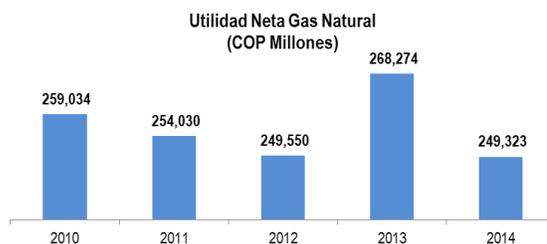
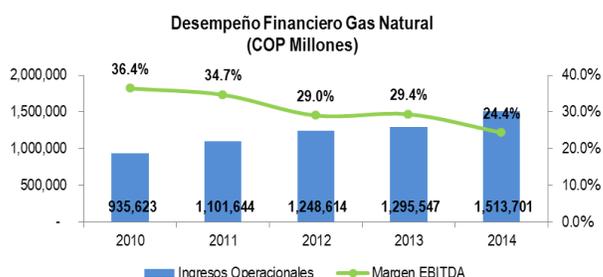
La resolución CREG 041 de 2010, traslado a toda la demanda del interior del país, la obligatoriedad de pago de los sobrecostos incurridos por los productores y/o comercializadores en la sustitución de entregas de gas por combustibles líquidos a los generadores térmicos. Lo anterior con el objeto de liberar capacidades de gas durante el racionamiento programado para enfrentar los efectos de El Niño.

INDICADORES-Gas Natural	2010	2011	2012	2013	2014*
Número de Clientes	1,691,265.00	1,766,962.00	1,843,150.00	1,921,224.00	1,992,876.00
Calificación de riesgo	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Residencial	1,654,992.00	1.728.408	1.802.855	1.879.396	1.937.049
Comercial	35,659.00	37.91	39.64	41.16	42.56
Industrial	477.00	484.00	493.00	498.00	537.00
GNV	137.00	130.00	119.00	120.00	124.00
Red de distribución - Kms	12,365.00	12,518.00	12,656.00	12,792.00	12,888.00
Ventas - % m3	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
Residencial	31.50%	29.80%	30.60%	29.00%	21.30%
Comercial	12.40%	12.10%	12.40%	12.10%	8.80%
Industrial	41.30%	39.60%	40.10%	43.10%	54.80%
GNV	14.70%	11.70%	11.20%	12.10%	9.30%
Distribuidoras	0.10%	6.80%	5.70%	3.70%	5.80%

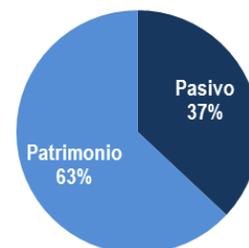
*Las cifras no incluyen información de los meses de noviembre y diciembre de 2014

6.2.5.3 Resultados financieros

RESULTADOS FINANCIEROS - COP Mm	2010	2011	2012	2013	2014
Ingresos Operacionales	935,623	1,101,644	1,248,614	1,295,547	1,513,701
Utilidad Operacional	308,586	336,573	327,595	347,185	335,812
Margen Operacional	33.0%	30.6%	26.2%	26.8%	22.2%
EBITDA	340,492	381,863	362,433	380,567	369,179
Margen EBITDA	36.4%	34.7%	29.0%	29.4%	24.4%
Utilidad neta	259,034	254,030	249,550	268,274	249,323
Margen Neto	27.7%	23.1%	20.0%	20.7%	16.5%



Estructura Patrimonial Gas Natural 2014



El crecimiento en los activos de Gas Natural durante los últimos años se explica por el cambio en el método de valoración.

6.2.5.4 Inversiones

Las inversiones efectuadas durante 2014 ascienden a COP 28,757 millones, concentrado en un 70% en sus redes de distribución.

INVERSIONES - COP Mm	2010	2011	2012	2013	2014
CapEx	18,471	23,624	37,847	29,828	28,757

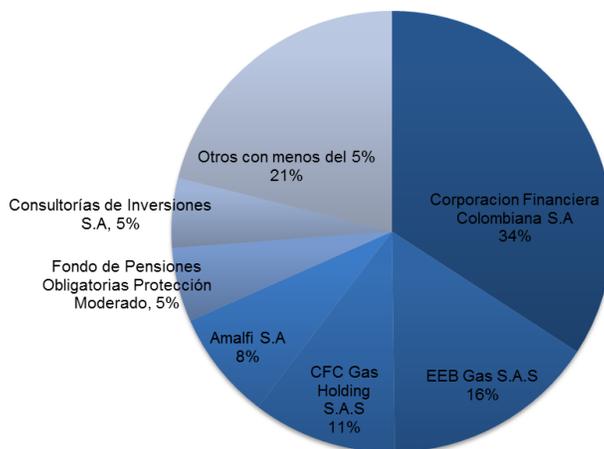
6.2.6 Promigas S.A.

A través de Promigas, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de transporte y distribución de gas natural en Colombia. Asimismo, la compañía está involucrada en negocios de distribución de energía eléctrica, gasoductos virtuales y soluciones integradas para la industria. La compañía se dedica a diseñar, construir, operar y mantener sistemas de transporte y distribución de gas natural. Provee asesorías y estudios

técnicos y ofrece servicios de laboratorio de metrología. Así mismo participa activamente en la gestión regulatoria del sector, a fin de obtener condiciones equitativas y favorables tanto para Promigas como para las empresas del portafolio que desarrollan actividades en ambientes regulados.

La composición accionaria a 31 de Diciembre de 2014:

Composición Accionaria Promigas



EEB tiene una participación de 15.64%, a través de EEB GAS S.A.S, vehículo mediante el cual participa indirectamente en Promigas.

6.2.6.1 Descripción del negocio

La compañía diseña y modifica gasoductos, estaciones de transferencia de custodia, estaciones compresoras, sistemas de protección catódica, obras civiles y todo tipo de infraestructura de transporte y distribución de gas natural. Así mismo opera y mantiene sistemas de transporte, estaciones de deshidratación y distribución de gas natural, estaciones de clientes industriales y sistemas de compresión, tratamiento de gas en producción y trabajos especiales (derivaciones, obturación y cortes en líneas de hidrocarburos presurizadas, sin interrumpir la operación, mediante la utilización de herramientas de alta tecnología), calibración de instrumentos de medición, asesoría y estudios técnicos y telecomunicaciones.

Promigas presta el servicio de transporte de gas natural a través de una red compuesta por 2,900 Km de gasoductos propios o de terceros. Ofrece sus servicios a los grandes consumidores del combustible, es decir a los que tienen consumos mayores de 100 mil pies cúbicos día (0.1 MPCD), medida de demanda en un solo sitio individual de entrega. Estos clientes son termoeléctricas, distribuidoras de gas natural e industrias cementeras, petroquímicas y mineras.

Los negocios de distribución y comercialización de gas natural y energía eléctrica son monopolios naturales regulados por la CREG cuyas tarifas buscan generar un retorno adecuado sobre los activos y reconocer los gastos de administración, operación y mantenimiento.

Promigas cuenta con 2,900 Km de gasoductos propios con una capacidad instalada para transportar 517 MMPCD, una capacidad superior a los 365 MMPCD transportados en el 2013. La compañía transporta el 48% del gas natural consumido en Colombia y en conjunto con las transportadoras de su portafolio (Transmetano,

Promioriente y Transoccidente). A través de sus inversiones en empresas distribuidoras de gas natural en Colombia (Gases del Caribe, Surtigas, Gases de Occidente), conectan alrededor de 2,8 millones de usuarios, 40% del mercado nacional. A lo anterior se suman los 260.000 usuarios en Perú, gracias a su participación en Calidda.

6.2.6.2 Aspectos claves del negocio

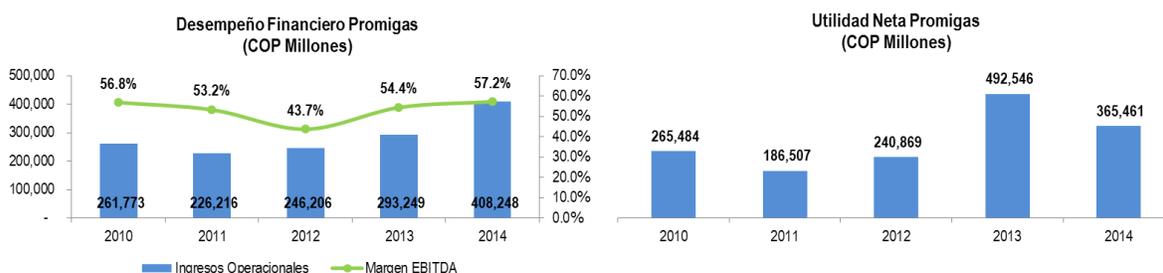
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Calificación de riesgo	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Capacidad total - MMPCD	485	545	545	545	545	517
Diferencia	191	181	155	200	208	152
Volumen transportado - MMPCD	294	364	390	345	337	365
Longitud gasoductos - km	2,188	2,188	2,188	2,188	2,900	2,900

Sectores de Consumo	Gases del Caribe	Surtigas	Gases de Occidente	Cálidda	Total
Usuarios	1,337,315	629,267	964,438	264,630	3,195,650
Cobertura	89%	91%	82%	59%	85%
Volumen en millones de m ³	987	738	1,021	6,721	9,468

6.2.6.3 Resultados financieros

RESULTADOS FINANCIEROS - COP Mm

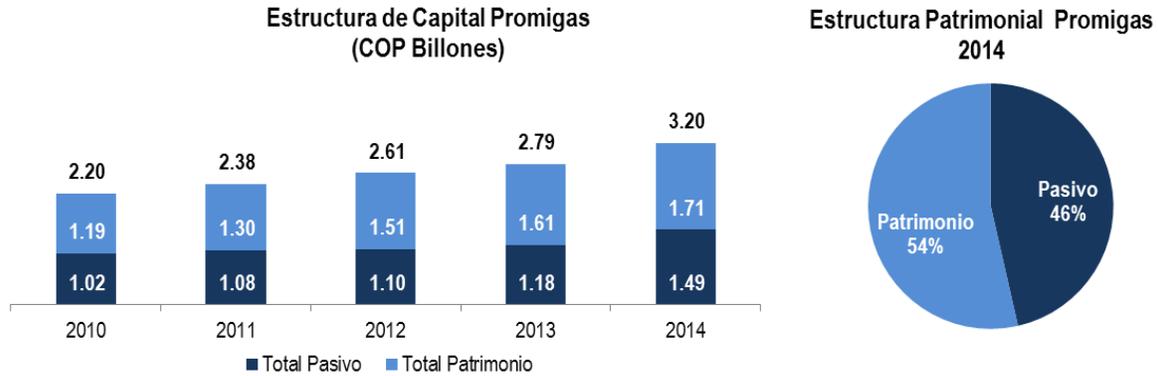
	2010	2011	2012	2013	2014
Ingresos Operacionales	261,773	226,216	246,206	293,249	408,248
Utilidad Operacional	95,533	69,125	54,762	134,433	204,815
Margen Operacional	36.5%	30.6%	22.2%	45.8%	50.2%
EBITDA	148,723	120,407	107,587	159,431	233,435
Margen EBITDA	56.8%	53.2%	43.7%	54.4%	57.2%
Utilidad neta	265,484	186,507	240,869	492,546	365,461
Margen Neto	101.4%	82.4%	97.8%	168.0%	89.5%



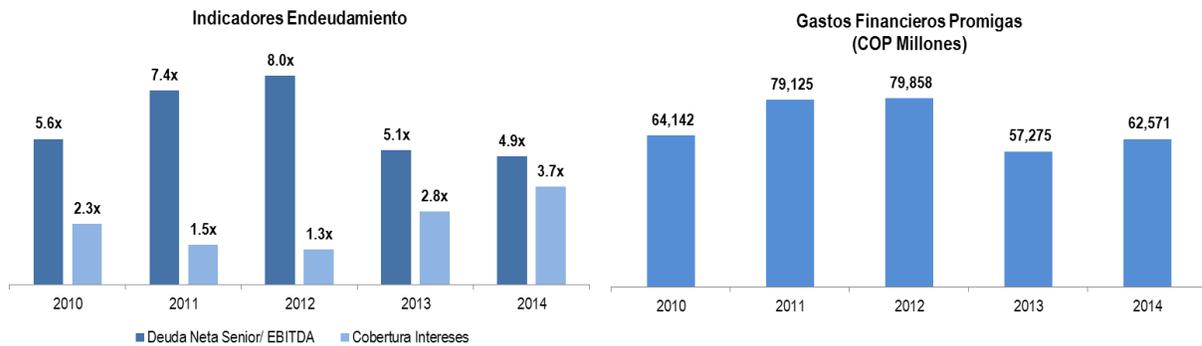
Los ingresos operacionales presentaron un aumento principalmente por un mayor volumen transportado con destino a generación térmica, como consecuencia de condiciones hidrológicas más severas durante el 2014.

La utilidad operacional crece a un mayor ritmo frente a los ingresos operacionales por un menor crecimiento en los costos de ventas. Estos aumentaron por el registro de los costos de los trabajos realizados a Gases del Caribe y por el acuerdo de pago para terminar el contrato de dragado de Caño Clarín con Corpamag.

La utilidad neta decrece respecto del crecimiento de la utilidad operacional por el registro de la utilidad en venta del leasing de gasoducto en el segundo trimestre de 2013, lo que implicó menores ingresos no operacionales.



6.2.6.4 Endeudamiento



6.2.6.5 Inversiones

- ▶ Proyecto Mini Loop consiste en la construcción de un loop entre los ríos Palomino y Don Diego, en 24", longitud estimada de 6 km, para aumentar la capacidad de transporte. Se encuentra en un 19% de avance.
- ▶ Loop 14 Hocol San Mateo Mamonal consiste en la construcción de un gasoducto entre los pozos de Hocol y San Mateo en 12" de diámetro y 22 km de longitud aproximadamente, un loop entre San Mateo y Mamonal de 14" de diámetro y 163 km aproximadamente, para transportar 60 millones de pies cúbicos. El proyecto presenta un avance del 79% y su entrada en operación se prevé para 2016.
- ▶ Microplanta GNL La Arenosa consiste en la construcción de una microplanta para licuado de gas, con una capacidad de 78000 galones/día para llegar a los mercados que no son atendidos por el sistema de gasoductos tradicional y atención del mercado vehicular. El proyecto avanza en un 64% y su entrada en operación se prevé para 2016.
- ▶ Proyecto Ampliación Loop SRT Mamonal consiste en la construcción de un loop para atender proyectos de expansión y nuevos requerimientos de los clientes de la zona industrial Mamonal. Su entrada en operación se prevé para 2018.

- ▶ Sistema de Filtración Tramo Arenosa-Caracolí consiste en la instalación de un sistema de Filtración en la Estación Arenosa línea que conectará el cruce de 32" con la de 18" para llevar el gas a Caracolí. El proyecto presenta un avance del 3% y su entrada en operación se prevé para 2015.

INVERSIONES - COP Mm	2010	2011	2012	2013	2014
CapEx	23,483	45,539	103,755	95,465	123,851

6.2.7 Otras inversiones (Isa, Isagen, EMSA)

ISAGEN (Participación EEB – 2.52%)

La fuente de las cifras de este numeral es www.isagen.com.

Creada en 1995 mediante la escisión de los activos de generación eléctrica de la sociedad ISA, ISAGEN es una empresa de servicios públicos mixta, de carácter comercial y del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. ISAGEN se dedica a la generación y comercialización de energía eléctrica.

ISAGEN es la tercera generadora de energía más grande de Colombia. Cuenta con una participación del 15.8% en la capacidad instalada del SIN. Es una empresa especializada en la producción de energía, la comercialización de soluciones energéticas y el desarrollo de nuevos proyectos de generación. Su capacidad instalada es de un total de 2,212 megavatios (MV), distribuidos así:

- 86.4% hidráulica (en 5 centrales)
- 13.6% térmica (en una central termoeléctrica)

En el año 2014 entra en operación la central hidroeléctrica de Sogamoso que cuenta con una capacidad instalada de 820 MV, incrementando así la capacidad instalada de ISAGEN en un 37.0% y la generación de energía en un 50.0%.

Al cierre de 2014, ISAGEN contaba en sus estados financieros consolidados, con activos cercanos a COP 8,560,230 millones e ingresos por COP 2,329,620 millones.

ISA (Participación EEB – 1.67%)

La fuente de las cifras de este numeral es www.isa.com.co.

ISA es una de las principales compañías de transmisión eléctrica en Latinoamérica, cuenta con 40,630 kilómetros de redes de transmisión entre 115kV y 500kV, y una capacidad de transformación de 75,960 MVA en Colombia, Perú, Brasil y Bolivia. La compañía también cuenta con presencia en el negocio de las telecomunicaciones y concesiones viales.

Directamente y a través de sus filiales y subsidiarias ISA adelanta importantes proyectos en sistemas de infraestructura lineal. Para lograrlo focaliza sus actividades en los negocios de transporte de energía eléctrica, transporte de telecomunicaciones, concesiones viales, operación y administración de mercados y construcción de proyectos de infraestructura.

ISA expande, opera y mantiene sistemas de transmisión de energía a alto voltaje, para lo cual cuenta con: ISA y TRANSELCA, en Colombia; ISA Perú, Red de Energía del Perú (REP) y Consorcio TransMantaro

(CTM), en Perú; ISA Bolivia, en Bolivia; y en Brasil posee las subsidiarias Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), adquirida a través de su vehículo de inversión ISA Capital do Brasil, Interligação Elétrica Pinheiros y Interligação Elétrica Serra do Japi. Con otros socios de la región, CTEEP tiene inversiones en Brasil en las empresas Interligação Elétrica de Minas Gerais (IEMG), Interligação Elétrica Norte o Nordeste (IENNE), Interligação Elétrica Sul (IESUL) e Interligação Elétrica do Madeira (IEMadeira).

Adicionalmente, ISA posee una participación accionaria de 11.11% en la Empresa Propietaria de la Red (EPR), que construye el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), y comparte con la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) la propiedad sobre Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá (ICP). Gracias a los 40,630 km de circuito de alta tensión con los que operan sus empresas, ISA se constituye hoy en uno de los mayores transportadores internacionales de electricidad en América Latina.

ISA, a través de su filial INTERNEXA, moviliza señales mediante redes de conectividad en telecomunicaciones que integran dos o más puntos, gracias al soporte de la fibra óptica, la transmisión satelital y las microondas. Esta filial atiende empresas de telecomunicaciones y del sector energético y tiene inversiones en Ecuador, a través de TRANSNEXA. En Perú, opera INTERNEXA. ISA también ofrece a sus empresas filiales y subsidiarias y a terceros soluciones integrales para el desarrollo de proyectos de líneas y subestaciones de transmisión de energía y el montaje de cables de fibra óptica. La compañía ha logrado extender una red de fibra óptica que la consolida como la operadora de telecomunicaciones con la mayor red terrestre de tendido continuo del continente, con 25,465 km de fibras ópticas, brindando conectividad a cerca de 100 ciudades de Venezuela, Colombia, Ecuador, Perú, Chile, Argentina y Brasil.

ISA desde el 2009 incursiona en el negocio de concesiones viales tras llegar a un acuerdo con la empresa Cintra Infraestructuras de España para adquirir el 60% de la participación accionaria que esta compañía tenía en Cintra Chile, principal operador del sector vial chileno con 907 km de autopistas. INTERVIAL CHILE a través de sus cinco sociedades concesionarias es el mayor operador de vías interurbanas del país y bajo su responsabilidad está el control, operación y administración de cinco concesiones contiguas que se extienden a lo largo de la Ruta 5 Sur, desde Santiago hasta la ciudad de Río Bueno, cubriendo seis importantes regiones del país, las cuales tienen un fuerte impacto en los sectores agroindustrial, pesquero, forestal y turístico.

Finalmente, ISA es una empresa socialmente responsable, caracterizada por una postura ética, seria y comprometida con iniciativas como el Pacto Global, los Objetivos de Desarrollo del Milenio y el cambio climático, que permiten crear valor para sus grupos de interés, los negocios y las generaciones futuras.

Al cierre de 2014, ISA contaba en sus estados financieros consolidados, con activos cercanos a los COP 28,994,200 millones e ingresos por COP 3,921,335 millones.

EMSA (Participación EEB – 16.2%)

A través de EMSA, la Empresa de Energía de Bogotá participa en el negocio de distribución y comercialización de energía eléctrica en el departamento del Meta. EMSA se separó de la electrificadora de Cundinamarca y Meta el 18 de diciembre de 1981, estableciendo una sociedad de carácter mixto con autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal.

La Electrificadora del Meta S.A. construye y mantiene las redes eléctricas y subestaciones del departamento y hace el mantenimiento preventivo y correctivo de la infraestructura de alumbrado público de cada municipio. Así mismo, EMSA ofrece a sus clientes la venta e instalación de equipos de medida y su posterior asesoría, tanto para clientes regulados como no regulados. Para la facturación de sus servicios EMSA ha adquirido una moderna plataforma informática que le permite cubrir 165,000 clientes en 22 Municipios del departamento del Meta.

El negocio de distribución y comercialización de EMSA es un monopolio natural regulado por la CREG cuyas tarifas buscan generar un retorno adecuado sobre los activos (a costo de reposición) y reconocer los gastos de administración, operación y mantenimiento.

Al cierre de 2014, EMSA contaba en sus estados financieros consolidados, con ingresos por COP 343,505.4 millones y activos por COP 542,615.0 millones.

