

CUADERNILLO DE VENTAS - DOCUMENTO INFORMATIVO

PROGRAMA DE ENAJENACIÓN DE LAS ACCIONES DE PROPIEDAD DE ECOPETROL S.A. EN INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P., APROBADO MEDIANTE EL DECRETO 1800 DEL 9 DE SEPTIEMBRE DE 2015, EXPEDIDO POR EL GOBIERNO NACIONAL

Bogotá D.C., 9 de Septiembre de 2015

El presente documento informativo tiene por objeto informar a los Destinatarios de Condiciones Especiales y a los Inversionistas de la Segunda 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 Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ("ISA") que son títulos de carácter negociable, representativos de una parte alícuota del patrimonio de ISA, las cuales otorgan a sus titulares derechos políticos y económicos que pueden ser ejercidos conforme a lo establecido en los Estatutos Sociales de ISA. |
| ACTIVIDAD PRINCIPAL DEL EMISOR DE LAS ACCIONES OBJETO DE ENAJENACIÓN | ISA es una empresa de servicios públicos mixta, que tiene como objeto principal la transmisión de energía eléctrica, la operación de concesiones viales, el transporte de telecomunicaciones y la gestión inteligente de sistemas en tiempo real. |
| CANTIDAD DE ACCIONES DE LA ENAJENACIÓN | Se ofrecerán en venta de manera exclusiva a los Destinatarios de Condiciones Especiales, cincuenta y ocho millones novecientos veinticinco mil cuatrocientas ochenta (58.925.480) acciones, que equivalen al cinco coma treinta y dos por ciento (5,32%) del capital suscrito y pagado de ISA. |
| PRECIO POR ACCION | Es el precio fijo por Acción de COP 7.979, 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 artículo 5 literal (b) del Decreto 1800 del 9 de Septiembre de 2015. |
| TRANSFERENCIA DE ACCIONES | Las Acciones son ordinarias y nominativas y su transferencia solo surte efectos respecto de ISA y de terceros una vez se inscriba la transferencia a favor del nuevo titular en el libro de registro de accionistas de ISA, que administra DECEVAL. |

| | |
|--------------------------|--|
| TERMINOS Y CONDICIONES | La Oferta se regirá 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 Documento Informativo; (ii) el Reglamento de Enajenación y sus Adendas; (iii) el Decreto 1800 del 9 de Septiembre de 2015; (iv) los Avisos; (v) el Manual Operativo; (vi) el Boletín Normativo de la BVC para este proceso y (vii) los demás documentos que el Enajenante considere oportuno incluir. |
| ASESOR FINANCIERO | Banca de Inversión Bancolombia S.A. |
| COMISIONISTAS DESIGNADOS | |
| | 1 Acciones y Valores S.A. |
| | 2 Alianza Valores S.A. |
| | 3 ADCAP Colombia S.A |
| | 4 BBVA Valores Colombia S.A. |
| | 5 BTG Pactual S.A. |
| | 6 Casa de Bolsa S.A. |
| | 7 Citivalores S.A. |
| | 8 Corredores Davivienda S.A. |
| | 9 Credicorp Capital Colombia S.A. |
| | 10 Global Securities S.A. |
| | 11 Helm Comisionista de Bolsa S.A. |
| | 12 Larrain Vial Colombia S.A. |
| | 13 Scotia Securities Colombia S.A. |
| | 14 Servivalores GNB Sudameris S.A. |
| | 15 Ultrabursatiles S.A. |
| | 16 Valores Bancolombia S.A. |

| | |
|----|---------------|
| 17 | Valoralta S.A |
|----|---------------|

TABLA DE CONTENIDO

| | | |
|-------|---|----|
| 1. | DEFINICIONES | 8 |
| 2. | CONDICIONES GENERALES DE LA OFERTA | 11 |
| 2.1 | PLAZO DE LA OFERTA | 11 |
| 2.2 | ACEPTACIONES | 12 |
| 2.3 | OTRAS CONDICIONES RELEVANTES DE LA OFERTA | 13 |
| 3. | INFORMACIÓN GENERAL SOBRE ISA | 14 |
| 3.1 | BREVE DESCRIPCIÓN DE ISA | 14 |
| 3.2 | NATURALEZA JURÍDICA | 16 |
| 3.3 | DURACIÓN | 16 |
| 3.4 | OBJETO SOCIAL Y ACTIVIDADES | 16 |
| 3.5 | ACCIONISTAS | 16 |
| 3.6 | VIGILANCIA ESTATAL | 17 |
| 3.7 | ACCIÓN DE ISA | 17 |
| 4. | ISA Y SUS SUBORDINADAS | 19 |
| 5. | DESCRIPCIÓN DE ISA | 21 |
| 5.1 | HISTORIA DE ISA | 21 |
| 5.2 | ESTRATEGIA DE ISA | 21 |
| 5.2.1 | Acceso a los mercados financieros para apalancar el crecimiento | 23 |
| 5.2.2 | Calificaciones de riesgo crediticio | 24 |
| 5.3 | ADMINISTRADORES | 24 |
| 5.4 | MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA..... | 26 |
| 5.5 | RESULTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS | 27 |
| 5.5.1 | Estado de resultados consolidado..... | 27 |
| 5.5.2 | Balance general consolidado..... | 30 |
| 5.6 | INVERSIONES | 32 |
| 6. | LÍNEAS DE NEGOCIO DE ISA..... | 33 |
| 6.1 | NEGOCIO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA | 33 |
| 6.1.1 | Colombia..... | 34 |
| | <i>Remuneración red existente:</i> | 34 |
| | <i>Remuneración activos por convocatorias:</i> | 35 |
| 6.1.2 | Perú..... | 38 |

| | | |
|---------|--|----|
| 6.1.2.1 | Red de Energía del Perú (REP) | 41 |
| 6.1.2.2 | Consortio Transmataro (CTM)..... | 42 |
| 6.1.2.3 | Interconexión Eléctrica Perú S.A. (ISAPERÚ) | 44 |
| 6.1.3 | Brasil..... | 46 |
| 6.1.3.1 | Compañía de Transmisión de Energía Eléctrica Paulista (CTEEP)..... | 48 |
| 6.1.3.2 | Interligação Elétrica de Madeira (IEMADEIRA)..... | 50 |
| 6.1.3.3 | Interligação Elétrica Garanhuns (IEGARANHUNS)..... | 50 |
| 6.1.3.4 | Interligação Elétrica Sul (IESUL)..... | 51 |
| 6.1.4 | Chile | 52 |
| 6.1.4.1 | Interchile | 52 |
| 6.1.5 | Bolivia | 53 |
| 6.1.5.1 | ISA Bolivia..... | 53 |
| 6.2 | NEGOCIO DE TRANSPORTE DE TELECOMUNICACIONES..... | 54 |
| 6.3 | NEGOCIO DE CONCESIONES VIALES..... | 57 |
| 6.3.1 | Chile | 57 |
| 6.3.2 | Colombia..... | 60 |
| 6.4 | NEGOCIO DE GESTIÓN INTELIGENTE DE SISTEMAS DE TIEMPO REAL | 61 |
| 6.4.1 | Sector Eléctrico..... | 62 |
| 6.4.2 | Sector financiero | 62 |
| 6.4.2.1 | Derivex..... | 62 |
| 6.4.2.2 | Cámara de riesgo central de contraparte – CRCC– | 63 |
| 6.4.3 | Sector Tránsito y Transporte | 64 |
| 6.4.3.1 | Centro de control para la infraestructura vial en Antioquia | 64 |
| 6.4.3.2 | Sistemas inteligentes en red (SIER) | 64 |
| 6.5 | OTRAS INVERSIONES | 64 |
| 6.5.1 | Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C. (PDI) | 64 |
| 6.5.2 | Financiera de Desarrollo Nacional (FDN) | 65 |
| 6.5.3 | Empresa Propietaria de Red (EPR) | 65 |
| 6.5.4 | Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. (Electricaribe)..... | 65 |

ADVERTENCIA ACERCA DE LA OFERTA DE VALORES

EL EMISOR DE LAS ACCIONES OBJETO DEL PROGRAMA DE ENAJENACIÓN APROBADO MEDIANTE EL DECRETO 1800 DEL 9 DE SEPTIEMBRE DE 2015, EXPEDIDO POR EL GOBIERNO NACIONAL ES INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. EL ENAJENANTE ES ECOPETROL S.A.

LAS ACCIONES QUE SE OFRECEN EN EL PROGRAMA DE ENAJENACIÓN 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 DEL PROGRAMA DE ENAJENACIÓN NO IMPLICA 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 DEL PROGRAMA DE ENAJENACIÓN EN LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA S.A. NO GARANTIZA LA BONDAD DE LAS MISMAS NI LA SOLVENCIA DEL EMISOR.

LA INFORMACIÓN ACTUALIZADA DE ISA, PODRÁ SER CONSULTADA EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES Y EMISORES DE LA SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA (WWW.SUPERFINANCIERA.GOV.CO) Y ES OBLIGACIÓN DEL EMISOR CUMPLIR CON LAS NORMAS SOBRE INFORMACIÓN PERIÓDICA Y RELEVANTE ESTABLECIDAS EN EL DECRETO 2555 DE 2010 Y DEMÁS NORMAS QUE LO MODIFIQUEN, COMPLEMENTEN Y/O DEROGUEN. LA INFORMACIÓN PARA LA CONSTRUCCIÓN DE ESTE DOCUMENTO HA SIDO TOMADA DE FUENTES PÚBLICAS Y NO HA SIDO VERIFICADA INDEPENDIENTEMENTE POR ECOPETROL , SUS REPRESENTANTES O SUS ASESORES.

EN TODO CASO, ECOPETROL EN SU CALIDAD DE ENAJENANTE DE LAS ACCIONES, SUS REPRESENTANTES Y SUS ASESORES NO SE HACEN RESPONSABLES POR LA VERACIDAD, SUFICIENCIA E INTEGRIDAD DE LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA POR ISA AL MERCADO PÚBLICO DE VALORES Y AL PÚBLICO INVERSIONISTA EN GENERAL.

SE RECOMIENDA A TODOS LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS REVISAR Y CONSULTAR DICHA INFORMACIÓN PARA EFECTOS DE SU DECISIÓN DE INVERSIÓN.

SE CONSIDERA INDISPENSABLE LA LECTURA INTEGRAL DE ESTE DOCUMENTO INFORMATIVO Y DEMÁS DOCUMENTOS DEL PROGRAMA DE ENAJENACIÓN PARA QUE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS PUEDAN EVALUAR ADECUADAMENTE LA CONVENIENCIA DE LA INVERSIÓN.

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 que 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

Salvo que se indique expresamente lo contrario, los términos definidos en este numeral o que se definan en otros numerales de este Documento Informativo y que no correspondan a nombres propios, tendrán el significado que se señala enseguida. Cualquier definición en singular incluye también su correspondiente plural, y viceversa, cuando el contexto así lo requiera. Los términos que no estén definidos en este documento, y cuya letra inicial esté en mayúscula, tendrán la definición asignada en el Reglamento de Enajenación.

“Acciones” según lo señalado en el numeral 1.1 del Reglamento de Enajenación, son las cincuenta y ocho millones novecientos veinticinco mil cuatrocientas ochenta (58.925.480) acciones ordinarias equivalentes al cinco treinta y dos por ciento (5,32%) del capital social de la ISA, de propiedad de Ecopetrol, que constituyen el objeto de la enajenación.

“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.

“Aceptante” es el Destinatario de Condiciones Especiales que formula una Aceptación a la Oferta Pública de Venta en la Primera Etapa.

“Adendas” son los documentos aclaratorios o modificatorios de este 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.

“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 de Enajenación.

“Aviso de Interrupción” es 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 ISA tenga participación mayoritaria se utilizará el mismo mecanismo descrito anteriormente, salvo que en dicho país solo exista un (1) diario de amplia circulación.

“Aviso de Oferta de la Primera Etapa” es el aviso que Ecopetrol publicará por lo menos dos (2) veces en un diario que tenga amplia circulación en el territorio nacional, y en cada uno de los países en los que haya Subordinadas Extranjeras que cuenten con trabajadores en tales países, con el fin de darle amplia publicidad a dicha oferta, y en el cual se incluirá 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.

“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 ISA 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 presente Reglamento de Enajenación.

“Documento Informativo” 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 ISA, emisor de las Acciones.

“Destinatarios de Condiciones Especiales” de conformidad con lo establecido en el artículo 3 de la ley 226 de 1995, el artículo 16 de la ley 789 de 2002 y en el artículo 3 numeral 3.1. del Decreto 1800 del 9 de Septiembre de 2015, son: (i) los trabajadores activos y pensionados de ISA 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 ISA tiene participación mayoritaria; (iii) los extrabajadores de ISA 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 ISA; (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.

“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 presente 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.

“Ecopetrol” es Ecopetrol S.A.

“Enajenante” es Ecopetrol.

“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.

“Formulario Electrónico” es el documento mediante el cual un Destinatario de Condiciones Especiales presenta una Aceptación, cuya minuta forma parte del presente Reglamento de Enajenación como Anexo 1.

“ISA” es Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

“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.

“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.

“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.

“Ofertas Públicas de Venta” son la Oferta Pública de Venta en la Primera Etapa y la Oferta Pública de Venta en la Segunda Etapa.

“Precio por Acción Para la Primera Etapa” es el precio fijo por Acción de COP 7.979, 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 artículo 5 literal c del Decreto 1800 del 9 de Septiembre de 2015.

“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 numeral 3.1 del Decreto 1800 del 9 de Septiembre de 2015 y el numeral 4 del Reglamento de Enajenación.

“Programa de Enajenación” es el programa de enajenación de las Acciones propiedad del Enajenante y que fue aprobado por medio del Decreto 1800 del 9 de Septiembre de 2015.

“Reglamento de Enajenación o Reglamento” significa el Reglamento de Enajenación de Acciones.

“RNVE” es el Registro Nacional de Valores y Emisores regulado por la Ley 964 de 2005 y el Decreto 2555 de 2010, y las normas que los complementen, modifiquen y/o deroguen.

“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 Documento Informativo; (iii) el Reglamento de Enajenación y sus Adendas; (iv) el Decreto 1800 del 9 de Septiembre de 2015; (v) los Avisos; (vi) el Boletín Normativo que eventualmente expida la BVC para este proceso; (vii) el acta en el que conste la Adjudicación de la Primera Etapa, y (viii) los demás documentos que el Enajenante considere oportuno incluir.

“Subordinadas” son las Subordinadas Colombianas y las Subordinadas Extranjeras.

“Subordinadas Colombianas” exclusivamente para efectos del presente Reglamento de Enajenación, son ISA, Transelca S.A. E.S.P, Intercolombia S.A. E.S.P, Intervial Colombia S.A.S., XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P, Internexa S.A.

“Subordinadas Extranjeras” exclusivamente para efectos del presente Reglamento de Enajenación, son Consorcio Transmantaro S.A. (Perú), Interconexión Eléctrica ISA Bolivia S.A. (Bolivia), ISA Capital do Brasil S.A. (Brasil), Interchile S.A. (Chile), Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C (Perú), ISA Inversiones Chile LTDA (Chile), ISA Inversiones Maule LTDA (Chile), Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (Perú), Red de Energía del Perú S.A. (Perú) y Linear Systems RE LTD.

2. CONDICIONES GENERALES DE LA OFERTA

El propósito del presente Documento Informativo es informar a los Destinatarios de las Condiciones Especiales y los Inversionistas de la Segunda Etapa sobre la información descriptiva y financiera puesta a disposición del público por la compañía emisora de las Acciones. Sin embargo, este documento no reemplaza el Decreto, el Reglamento de Enajenación ni los Avisos que se publiquen en desarrollo del Programa de Enajenación, los cuales deben ser consultados para conocer todas las características y condiciones del mismo.

Por medio del Decreto 1800 del 9 de Septiembre de 2015, se aprobó el Programa de Enajenación de las Acciones que el Enajenante posee en ISA. Dicho Programa de Enajenación fue enviado a la Defensoría del Pueblo en carta remitida por Ecopetrol el día 25 de Marzo de 2015, de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 7 de la Ley 226 de 1995 e igualmente recibió concepto favorable del Consejo de Ministros en su sesión del día 13 de Abril de 2015.

El Decreto 1800 del 9 de Septiembre de 2015 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 artículo 3 del Decreto 1800 del 9 de Septiembre de 2015 y el numeral 4 del Reglamento de Enajenación. Esta Oferta Pública y objeto del presente Documento Informativo, 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

Duración de la Oferta Pública: La Oferta Pública de Venta en la Primera Etapa tendrá vigencia de dos (2) meses contados a partir del Día Hábil siguiente a la publicación del Aviso de Oferta de la Primera Etapa. Las aceptaciones podrán ser presentadas, ante las Entidades Receptoras de Aceptaciones de la Primera Etapa, durante el término antes mencionado, los Días Hábiles entre las 9:00 a.m. y las 4:00 p.m.

Interrupciones. En caso de que dentro del plazo de la oferta establecido en el numeral 4.4.1 del Reglamento de Enajenación, 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 un Aviso de Interrupción. 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, personalmente o por escrito, la devolución de todos los documentos que haya presentado, 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 ante las Entidades Receptoras de Aceptaciones, estas procederán con su rechazo

2.2 ACEPTACIONES

La presentación de Aceptaciones en la Primera Etapa deberá efectuarse mediante el diligenciamiento personalmente o por teléfono 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 del Reglamento de Enajenación, 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.

Los documentos requeridos para los Destinatarios de Condiciones Especiales que decidan adquirir acciones en desarrollo de la Primera Etapa del Programa, sean personas naturales o distintas a éstas, y demás condiciones de presentación de las Aceptaciones, deberán ser consultadas en detalle en los numerales 4.5.1 a 4.5.6 del Reglamento de Enajenación.

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.

Toda la información referente a las condiciones y características del Programa de Enajenación se encuentra disponible en la Sala de Información.

3. INFORMACIÓN GENERAL SOBRE ISA

ISA 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.isa.co/es/relacion-con-inversionistas/Paginas/default.aspx>

3.1 BREVE DESCRIPCIÓN DE ISA

ISA es hoy reconocida como una líder multilatina con amplia experiencia técnica, que desarrolla sus actividades en el marco de la sostenibilidad empresarial. Directamente y a través de sus 33 filiales y subsidiarias, adelanta importantes proyectos de infraestructura que impulsan el desarrollo del continente, contribuyendo al progreso de los habitantes de Colombia, Brasil, Perú, Chile, Bolivia, Ecuador, Argentina, Panamá y América Central.

Para lograrlo, focaliza sus actividades en los negocios de Transporte de Energía Eléctrica, Transporte de Telecomunicaciones, Concesiones Viales y Gestión Inteligente de Sistemas de Tiempo Real.

En el negocio de Transporte de Energía Eléctrica, a través de sus empresas filiales y subsidiarias, ISA expande, opera y mantiene sistemas de transmisión de energía a alto voltaje, lo cual la posiciona como el mayor transportador internacional de electricidad en América Latina, con 41.650 km de circuito de alta tensión, 77.710 MVA de capacidad de transformación e interconexiones entre Venezuela y Colombia, Colombia y Ecuador, y Ecuador y Perú.

La participación de ISA en el negocio de Transporte de Telecomunicaciones se materializa a través de INTERNEXA, compañía que ha extendido cerca de 26.700 km de fibra óptica y es líder en infraestructuras de conectividad y soluciones en telecomunicaciones en Latinoamérica, dedicada al transporte de información y a brindar soluciones especiales de Tecnología de Información y Comunicaciones.

En el negocio de Concesiones Viales, ISA es hoy la mayor operadora de vías interurbanas en Chile. A través de INTERVIAL CHILE y sus cinco concesionarias (Ruta del Maipo, Ruta del Maule, Ruta del Bosque, Ruta de la Araucanía y Ruta de los Ríos), opera 907 km de autopistas en el país austral, desde Santiago hasta la ciudad de Río Bueno.

ISA en el negocio de Gestión Inteligente de Sistemas de Tiempo Real desarrolla actividades de planeación, diseño, optimización, puesta en servicio, operación, administración o gerenciamiento de sistemas transaccionales o plataformas tecnológicas, que involucran el intercambio de información con valor agregado, y mercados de bienes y servicios relacionados.

La experiencia desarrollada por XM, filial de ISA, en la operación del sistema eléctrico y la administración del mercado de energía mayorista, le permite brindar a diversos sectores de la economía soluciones inteligentes basadas en la tecnología y el conocimiento adquirido.

Por cerca de 50 años ISA se ha caracterizado por la prestación eficiente y confiable de sus servicios, en un marco de respeto a los derechos humanos y de protección al medio ambiente, con el fin de favorecer la competitividad y sostenibilidad regional, el mejoramiento de la calidad de vida y el desarrollo de las

sociedades donde tiene presencia, todo ello gracias a un equipo humano altamente calificado y comprometido, conformado por 3.869 trabajadores.

La Compañía administra sus negocios con un enfoque de sostenibilidad empresarial, de manera responsable, transparente y ética. Es así como gestiona las oportunidades, riesgos e impactos inherentes al desarrollo económico, medioambiental y social, para crear valor a sus grupos de interés, y contribuir al desarrollo de las sociedades donde tiene presencia.

Al cierre de 2014, ISA contaba en sus estados financieros consolidados, con activos cercanos a los COP 29 billones e ingresos por COP 3,9 billones.



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

En el siguiente gráfico, se muestra la presencia geográfica de los principales negocios de ISA por país y por actividad económica:



3.2 NATURALEZA JURÍDICA

ISA es una empresa de servicios públicos, mixta, constituida mediante Escritura Pública No.3057 otorgada en la Notaría Octava de Bogotá, el 14 de septiembre de 1967, registrada en la Cámara de Comercio de Medellín el 1º de julio de 1977, como sociedad anónima, de carácter comercial, del orden nacional y vinculada al Ministerio de Minas y Energía, sometida al régimen jurídico consagrado en la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, la Ley Eléctrica (Leyes 142 y 143 de 1994), e inscrita en el RNVE como emisor de valores. ISA tiene autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal y ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado.

3.3 DURACIÓN

De acuerdo con los estatutos sociales, el término de duración de Interconexión Eléctrica S.A E.S.P., es indefinido.

3.4 OBJETO SOCIAL Y ACTIVIDADES

De acuerdo con los estatutos sociales, ISA tiene por objeto:

1. La prestación del servicio público de transmisión de energía eléctrica, de conformidad con lo establecido en las Leyes 142 y 143 de 1994, y las normas que las adicionen, modifiquen o sustituyan, así como la prestación de servicios conexos, complementarios y relacionados con tales actividades, según el marco legal y regulatorio vigente.
2. El desarrollo de sistemas, actividades y servicios de telecomunicaciones.
3. La participación directa o indirecta en actividades y servicios relacionados con el transporte de otros energéticos.
4. La prestación de servicios técnicos y no técnicos en actividades relacionadas con su objeto.
5. El desarrollo de proyectos de infraestructura y su explotación comercial, así como la realización de actividades relacionadas con el ejercicio de la ingeniería en los términos de la Ley 842 de 2003 y las normas que las adicionen, modifiquen o sustituyan.
6. La inversión en empresas nacionales o extranjeras que tengan por objeto la explotación de cualquier actividad económica lícita; la inversión en bienes inmuebles y muebles, y la inversión en acciones, cuotas o partes, bonos, papeles comerciales, o documentos de renta fija o variable, inscritos en el mercado público de valores o cualquier otra modalidad prevista en la ley que permita la inversión de recursos.
7. La gestión de las empresas del Grupo Empresarial, a través de la definición de lineamientos estratégicos, organizacionales, técnicos, financieros, entre otros.

3.5 ACCIONISTAS

Las Acciones de ISA se encuentran registradas en el RNVE e inscritas en la BVC. De acuerdo con la información disponible en el libro de registro de accionistas, el cual fue revisado en ejercicio del derecho de inspección por parte de Ecopetrol como accionista de ISA, los accionistas con corte al 31 de diciembre de 2014 son:

| Composición accionaria (Dic 2014) | | |
|--|---------------|-------|
| Accionistas | Acciones | % |
| Inversionistas estatales | 682.078.108 | 61,58 |
| La Nación | 569.472.561 | 51,41 |
| Empresas Públicas de Medellín | 112.605.547 | 10,17 |
| Empresas con capital público y privado | 78.586.530 | 7,09 |
| Ecopetrol | 58.925.480 | 5,32 |
| Empresa de Energía de Bogotá | 18.448.050 | 1,67 |
| Empresa de Energía del Pacífico | 1.213.000 | 0,11 |
| Inversionistas privados | 347.013.256 | 31,33 |
| Institucionales | 202.887.650 | 18,32 |
| Personas naturales | 66.712.392 | 6,02 |
| Personas jurídicas | 15.432.184 | 1,39 |
| Fondos de inversión extranjeros | 60.971.105 | 5,50 |
| ISA ADR Program | 1.009.925 | 0,09 |
| Capital suscrito y pagado en circulación | 1.107.677.894 | 100 |

Fuente: Informe de gestión ISA 2014

3.6 VIGILANCIA ESTATAL

ISA se encuentra sometida al control, inspección y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y como tal sigue los lineamientos consagrados en las Leyes 142 y 143 de 1994. Adicionalmente, está sujeta a control concurrente de la Superintendencia Financiera de Colombia, en la medida en que está inscrita en el RNVE y en la BVC como emisor de valores y sociedad inscrita. Adicionalmente las subsidiarias de ISA se encuentran vigiladas por diferentes entidades en los países donde operan.

3.7 ACCIÓN DE ISA

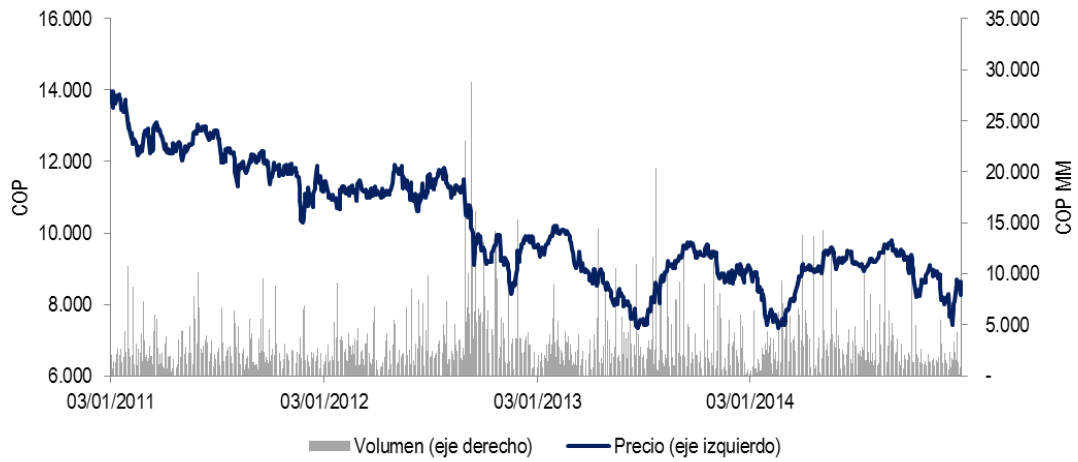
En 2014, la acción de ISA alcanzó un precio máximo de COP 9.800, uno mínimo de COP 7.330, uno promedio de COP 8.782 y uno de cierre de COP 8.630, acumulando en el año una caída de 5,16%.

El monto de acciones de ISA negociadas fue de 72.971.690, 2,8% menos que en 2013 (75.056.894). El volumen promedio diario de acciones de la Compañía negociadas en las ruedas de la Bolsa de Valores de Colombia fue de 299.142 acciones, con un promedio por rueda de COP 2.624 millones.

| Indicadores bursátiles | | | | |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| Acciones en circulación (Nro) | 1.107.677.894 | 1.107.677.894 | 1.107.677.894 | 1.107.677.894 |
| Flotante (%) | 31,33 | 31,33 | 31,33 | 31,44 |
| Accionistas (Nro) | 48.168 | 43.986 | 40.562 | 38.062 |
| Valor nominal (COP) | 32,80 | 32,80 | 32,80 | 32,80 |
| Precio de cierre (COP) | 11.200 | 9.600 | 9.100 | 8.630 |
| Valor intrínseco con valorización (COP) | 5.775 | 5.525 | 6.724 | 7.790 |
| Capitalización bursátil (COP billones) | 12.405.992 | 10.633.708 | 10.079.869 | 9.559.260 |
| Promedio negociado diario (COP millones) | 2.337 | 3.260 | 2.725 | 2.624 |
| Indicadores | | | | |
| Dividend Yield (%) | 1,54 | 1,86 | 2,07 | 2,48 |
| UPA | 304,04 | 246,41 | 390,95 | 535,41 |
| RPG (P/U) | 36,84 | 38,96 | 23,28 | 16,12 |
| Q de Tobin (P/M) | 1,94 | 1,74 | 1,35 | 1,11 |

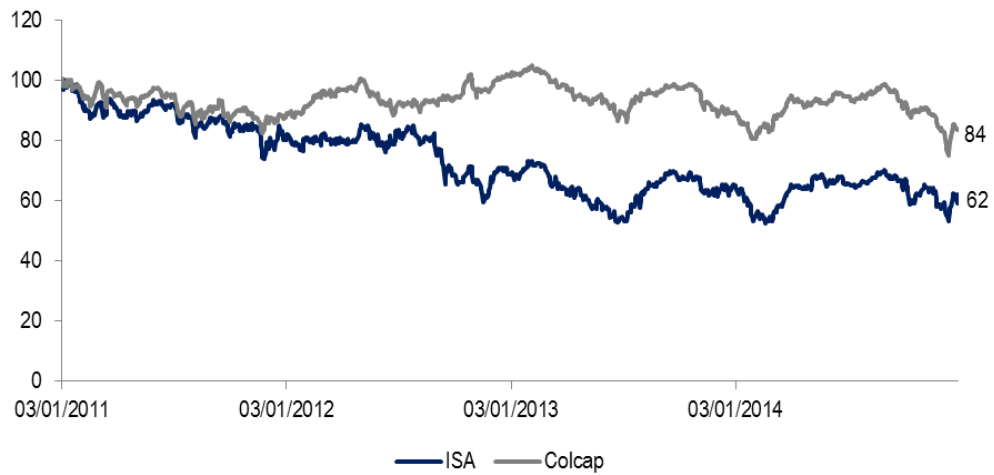
Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Comportamiento de la acción de ISA (2011-2014)



Fuente: BVC

Comportamiento de la acción de ISA (2011-2014 Base 100)



Fuente: BVC

4. ISA Y SUS SUBORDINADAS

| Empresa | % Directo ISA | % Indirecto | A través de la filial |
|--|---------------|-------------|--|
| Energía | | | |
| TranSelca S.A. E.S.P. | 100,0% | 0,0% | |
| Red de Energía del Perú - REP | 30,0% | 30,0% | TranSelca S.A. ESP |
| Consortio Transmataro S.A. | 60,0% | 0,0% | |
| ISA Perú S.A. | 45,1% | 54,9% | TranSelca S.A. ESP |
| ISA Bolivia S.A. | 51,0% | 49,0% | TranSelca S.A. ESP |
| | | 0,0% | Intermexa S.A. |
| CTEEP - Copanhia de Transmissao de Energia Elétrica Paulista | 0,0% | 38,0% | ISA Capital do Brasil S.A. |
| Interligacao Elétrica Norte e Nordeste S.A. - IENNE- | 0,0% | 25,0% | CTEEP |
| Interligacao Elétrica de Minas Gerais S.S. - IEMG- | 0,0% | 100,0% | CTEEP |
| Interligacao Elétrica Pinheiros S.A. -IEPINHEIROS- | 0,0% | 100,0% | CTEEP |
| Interligacao Elétrica Sul S.A. -IESUL- | 0,0% | 50,1% | CTEEP |
| Interligacao Elétrica do Madeira S.A. -IEMADEIRA- | 0,0% | 51,0% | CTEEP |
| Interligacao Elétrica Serra do Japi | 0,0% | 100,0% | CTEEP |
| Interligacao Elétrica Garanhuns S.A. | 0,0% | 51,0% | CTEEP |
| Evrecy | 0,0% | 100,0% | CTEEP |
| Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá S.A. | 50,0% | 0,0% | Control comprado |
| Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá S.A.S. E.S.P. | 1,2% | 97,7% | Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá S.A. |
| Empresa Propietaria de la Red S.A. - EPR- | 11,1% | 0,0% | |
| Interchile S.A. | 99,9% | 0,1% | ISA Inversiones Chile LTDA |
| | | 0,0% | Intermexa S.A. E.S.P. |
| | | 0,0% | ISA Perú |
| | | 0,0% | PDI |
| Intercolombia S.A. E.S.P. | 100,0% | 0,0% | Intervial Colombia |
| | | 0,0% | |
| Vías | | | |
| | | 55,0% | ISA Inversiones Chile LTDA |
| Intervial Chile S.A. | 0,0% | 45,0% | ISA Inversiones Maule LTDA |
| | | 0,0% | Intermexa S.A. |
| Ruta del Maipo Sociedad Concesionaria S.A. | 0,0% | 100,0% | Intervial Chile S.A. |
| Ruta del Maule Sociedad Concesionaria S.A. | 0,0% | 100,0% | Intervial Chile S.A. |
| Ruta del Bosque Sociedad Concesionaria S.A. | 0,0% | 100,0% | Intervial Chile S.A. |
| Ruta de los Ríos Sociedad Concesionaria S.A. | 0,0% | 75,0% | Intervial Chile S.A. |
| Ruta de la Araucanía Sociedad Concesionaria S.A. | 0,0% | 100,0% | Intervial Chile S.A. |
| Intervial Colombia S.A. | 100,0% | 0,0% | |
| Telecomunicaciones | | | |
| Intermexa S.A. | 99,4% | 0,0% | TranSelca S.A. ESP |
| Intermexa S.A. (Perú) | 0,0% | 100,0% | Intermexa S.A. |
| Intermexa Chile S.A. | 0,0% | 99,0% | Intermexa S.A. |
| Intermexa Brasil Operadora de Telecomunicacoes S.A. | 0,0% | 100,0% | Intermexa Participacoes S.A. |
| | | 98,5% | Intermexa S.A. |
| Transamerican Telecommunication S:A (Intermexa Argentina S.A.) | 0,0% | 1,5% | Intermexa Perú |
| REDCA | 0,0% | 11,1% | Intermexa S.A. |
| Transnexa S.A. E.M.A. | 0,0% | 5,0% | Intermexa S.A. |
| | | 45,0% | Intermexa Perú |
| NQIG | 0,0% | 100,0% | ITX Capital Participacoes LTDA |
| Intermexa Rio | 0,0% | 12,4% | ITX Capital Participacoes LTDA |
| IPNET | 0,0% | 87,6% | NQIG |
| | | 100,0% | ITX Capital Participacoes LTDA |
| Gestión inteligente de sistemas de tiempo real | | | |
| XM S.A. ESP | 99,7% | 0,0% | |
| Derivex S.A. | 0,0% | 50,0% | XM S.A. E.S.P. |
| | | 0,0% | Intermexa S.A. |
| Sistemas Inteligentes en Red S.A.S. | 15,0% | 85,0% | XM S.A. E.S.P. |
| Financiero | | | |
| ISA Capital do Brasil S.A. | 65,6% | 0,0% | |
| Intermexa Participacoes S.A. | 0,0% | 67,2% | Intermexa S.A. |
| ISA Inversiones Chile LTDA | 100,0% | 0,0% | Intermexa S.A. E.S.P. |
| ISA Inversiones Maule | 100,0% | 0,0% | Intermexa S.A. E.S.P. |
| Financiera de Desarrollo Nacional S.A. (Antes FEN) | 0,0% | 0,0% | |
| ITX Capital de Participacoes LTDA | 0,0% | 100,0% | Intermexa Participacoes S.A. |
| Cámara de Riesgo Central de Contraparta S.A. -CRCC- | 0,0% | 7,1% | XM S.A. E.S.P. |
| Infraestructura | | | |
| Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C. | 100,0% | 0,0% | TranSelca S.A. E.S.P. |

Fuente: Informe de gestión ISA 2014

En el 2013 la Compañía tuvo una reestructuración organizacional, a partir de la cual, ISA pasó a ser el inversionista y dueño de los activos y se creó Intercolombia, la cual se encarga de la administración, operación y mantenimiento de los activos de transmisión. Esta estructura entró en operación comercial el 1° de enero de 2014.

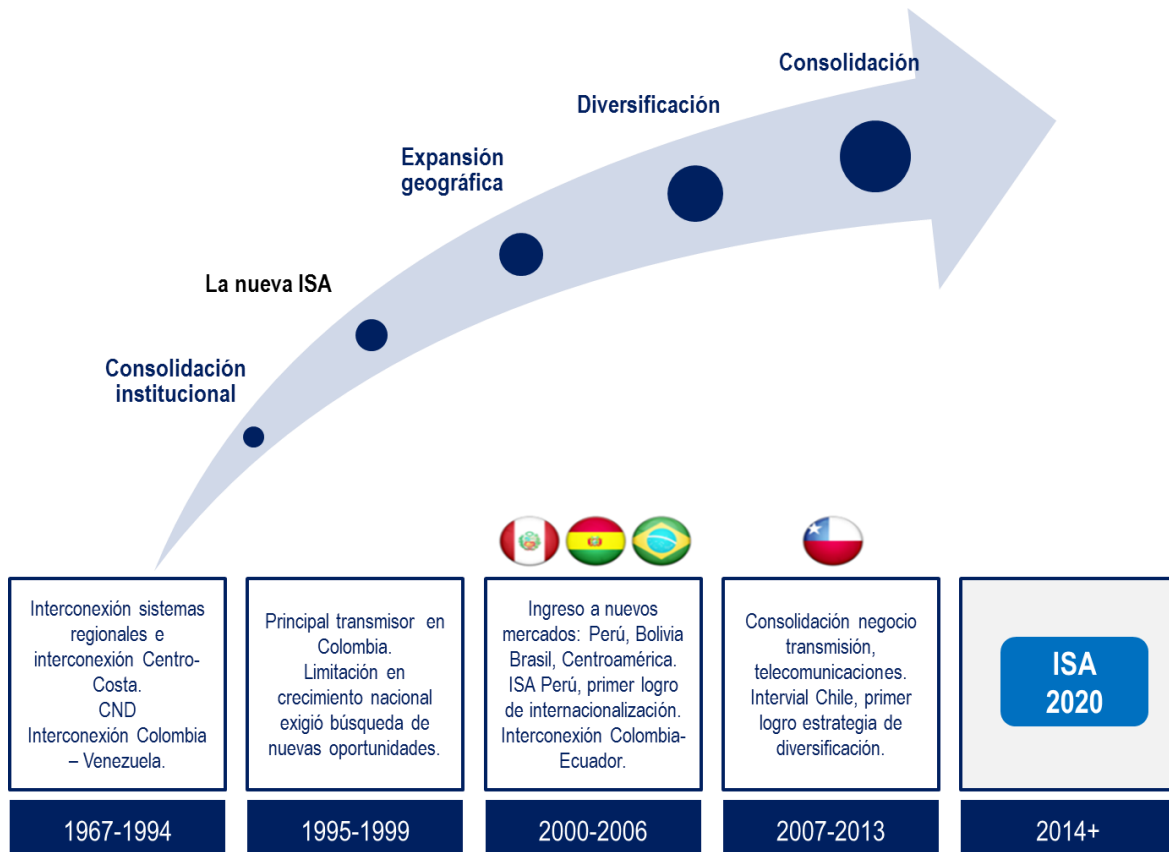


Fuente: Presentación actualización estratégica ISA, julio 2013

5. DESCRIPCIÓN DE ISA

5.1 HISTORIA DE ISA

La siguiente gráfica muestra los principales eventos en la historia de ISA desde su fundación en 1967 hasta la fecha.



Fuente: Presentación ISA *Investor day* Noviembre, 2014

5.2 ESTRATEGIA DE ISA

El énfasis en la gestión del portafolio de negocios, será la “rentabilidad” expresada en las siguientes aspiraciones estratégicas:

- La mezcla de negocios y geografías girará alrededor de las sinergias con los activos y las capacidades existentes, principalmente en Colombia, Brasil, Perú y Chile.
- El crecimiento futuro dependerá de las oportunidades que cumplan el nivel deseado de rentabilidad (superior).
- La vocación de ISA se define como una empresa que crea valor a través de la operación y el desarrollo “excelente” de su infraestructura.

Visión:

En el año 2020 ISA habrá multiplicado por tres sus utilidades, por medio de la captura de las oportunidades de crecimiento más rentables en sus negocios actuales en Latinoamérica, del impulso de la eficiencia operativa y de la optimización de su portafolio de negocios.

- ISA tendrá una rentabilidad superior al costo de su patrimonio, sostenible en el tiempo.
- En el negocio de transporte de energía, ISA se mantendrá como el operador con mayor presencia en Latinoamérica, consolidará su posición en la región y alcanzará niveles de eficiencia operativa alineados con las “mejores prácticas” mundiales.
- En el negocio de concesiones viales, ISA capturará oportunidades en la región, con foco en Colombia.
- En el negocio de transporte de telecomunicaciones, ISA consolidará su liderazgo como transportador independiente en Latinoamérica y habrá desarrollado un ecosistema IP en la región.
- ISA extenderá su capacidad de gestión inteligente de sistemas de tiempo real hacia nuevos servicios, accediendo a nuevas oportunidades con elevada rentabilidad en otros negocios.

Misión:

Desarrollo y operación altamente eficiente de sistemas de infraestructura lineal donde ISA posee capacidades o ventajas diferenciales basadas en el desarrollo de su talento humano y capacidad de innovación, para crear valor para sus accionistas y demás grupos de interés, y contribuir al desarrollo sostenible de las sociedades donde tiene presencia.

Ejes estratégicos:

De acuerdo con la información publicada por ISA, los ejes estratégicos en los que trabajará la compañía son:

Crecimiento con rentabilidad “superior”

Se ratifica el foco de crecimiento de ISA y sus empresas en los negocios y mercados actuales, debido al amplio conocimiento de ISA sobre éstos y las oportunidades derivadas del tamaño de los mercados en Latinoamérica.

En este sentido ISA buscará negocios que ofrezcan mejores condiciones de rentabilidad, aprovechando las sinergias con los activos actuales y el conocimiento adquirido en las operaciones.

Basados en estos criterios se privilegian las siguientes iniciativas y oportunidades:

- Desarrollo exitoso y rentable (costo y plazo) de los proyectos de inversión de transporte de energía en Chile.
- Foco en la captura de las oportunidades de crecimiento más rentables en el negocio de transporte de energía, en los mercados actuales; optimizando así escalas y eficiencias como operador.
- Seguimiento y análisis de oportunidades en transporte de energía que surjan de la apertura de nuevos mercados.
- Participación en el desarrollo de concesiones viales principalmente en Colombia, apalancados en el conocimiento de su filial Intervial Chile.
- Captura de oportunidades altamente sinérgicas con los activos y capacidades que posee ISA en los negocios de telecomunicaciones y gestión inteligente de sistemas de tiempo real.

Mejora de la rentabilidad de los negocios actuales

ISA en su senda permanente de mejoramiento y en la búsqueda de referentes internacionales, identificó brechas frente a prácticas de clase mundial, las cuales debe cerrar para optimizar la rentabilidad de los negocios actuales.

Para lograrlo deberá evolucionar hacia un modelo de gestión basado en:

- La excelencia en la operación y el mantenimiento por medio de la identificación e implementación de mejores prácticas en cada uno de los negocios.
- La excelencia en la gestión de inversión en activos fijos productivos, asegurando el plazo y la optimización de los costos de los proyectos, sin comprometer la calidad técnica.
- Un abastecimiento estratégico que aproveche la escala del grupo en la compra conjunta de equipos y materiales.

Ajuste del portafolio de negocios

Una de las principales responsabilidades de ISA como matriz, es la mirada en conjunto de los negocios, para ello la compañía deberá establecer un proceso dinámico y sistémico que desarrolle un conjunto de criterios, tales como el potencial de creación de valor, el acceso a nuevas oportunidades de crecimiento y el atractivo del negocio frente a otras opciones del mercado; los cuales permitirán configurar eficientemente el portafolio de inversiones con énfasis en la relación riesgo / rentabilidad.

5.2.1 Acceso a los mercados financieros para apalancar el crecimiento

ISA cuenta con experiencia en los mercados de capitales colombiano, brasileño, peruano y chileno, lo cual facilita el acceso a los recursos necesarios para financiar el crecimiento.

A continuación se muestra un resumen de las diferentes operaciones de financiación utilizadas en las diferentes geografías en que tiene presencia.

| Año/ Operación | '97 | '98 | '99 | '00 | '01 | '02 | '03 | '04 | '05 | '06 | '07 | '08 | '09 | '10 | '11 | '12 | '13 | '14 | | |
|--|-----|-----|-----|--|-------------------------|--|-----|-----|--|--|---|-----|---|---------------------------|-----|---------------------------------|--------------------------|--------------------|--|--|
| Bonos y notas promisorias | | | | Colombia: ISA y Transelca | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | Perú: REP y CTM | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | Brasil: CTEEP y filiales | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | ISA Capital 144A Reg/S USD 554 MM | | ISA Capital Tender Offer (USD) | | | CTM 144* Reg/S USD 450 MM | | | | |
| Acciones | | | | Democratización de ISA, venta N° acciones 2001: 115 Millones 2002: 120 Millones | | | | | Inscripción ADR nivel I (Mercado OTC) | | Emisión acciones ordinarias N° acciones 56 Millones | | Emisión acciones ordinarias N° acciones 32 Millones | | | | | | | |
| Operaciones de cobertura | | | | | | ISA SWAP USD 44,3 MM USD 36,5 MM USD 50,1MM | | | | ISA Commodities Materias Primas | | | | | | CTEEP SWAP BRL | | REP SWAP PEN | | |
| Project finance internacional | | | | | ISA Perú USD 40,5 MM | | | | | ISA Bolivia USD 54 MM | | | | ISA Bolivia USD 7 MM | | | | | | |
| Préstamo sindicado y crédito subordinado | | | | | | | | | | | ISA (CTEEP) USD 550 MM USD 148 MM | | | Transmataro USD 250 MM | | | Ríos USD 220 MM | | | |

Fuente: Presentación corporativa ISA, 2014

REP: Red de Energía del Perú

CTM: Consorcio Transmataro

CTEEP: Compañía de Transmisión de Energía Eléctrica Paulista

Ríos: Ruta de los Ríos (Concesión vial, Chile)

5.2.2 Calificaciones de riesgo crediticio

| Empresa | Tipo de calificación | S&P | Moody's | Fitch | Feller-Rate | Apoyo y Asociados | Equilibrium |
|-----------------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|-------------------------|---------------------------|---------------------------|
| ISA | Corporativa | BBB (Estable) Ago 2014 | Baa3 (Estable) Ago 2014 | BBB (Estable) May 2014 | | | |
| | Emisión bonos locales | | | AAA (Estable) May 2014 | | | |
| | Papeles comerciales | | | F1+ May 2014 | | | |
| Transelca | Emisión bonos locales | | | AAA (Estable) Abr 2014 | | | |
| ISA Capital do Brasil | Calificación nacional | | | AA- (Estable) Ago 2013 | | | |
| | Corporativa | | | BB+ (Estable) Ago 2014 | | | |
| | Emisión bonos internacional | | | BBB- (Estable) Ago 2014 | | | |
| CTEEP | Corporativa | | | AA+ (Estable) Ago 2014 | | | |
| | Emisión bonos | | | AA+ (Estable) Ago 2014 | | | |
| Transmantaro | Emisión bonos internacional | | Baa3 (Estable) Abr 2014 | BBB- (Estable) Abr 2014 | | | |
| | Papeles comerciales | | | CP 1+ (PE) Sep 2014 | | | |
| REP | Emisión bonos | | | | | AAA (Estable) Abr 2014 | AAA (Estable) Abr 2014 |
| Ruta del Maipo | Emisión bonos | BBB- (Estable) Dic 2014 | Baa3 (Estable) May 2014 | | A (Estable) Jun 2014 | | |
| Ruta del Maule | Emisión bonos | BBB- (Estable) Dic 2014 | Baa2 (Estable) May 2014 | | A (Estable) Jun 2014 | | |
| Ruta del Bosque | Emisión bonos | BB+ (Estable) Dic 2014 | Baa3 (Estable) May 2014 | | A (Estable) Jun 2014 | | |

Fuente: Informe de gestión ISA 2014

REP: Red de Energía del Perú

Transmantaro: Consorcio Transmantaro

CTEEP: Compañía de Transmisión de Energía Eléctrica Paulista

5.3 ADMINISTRADORES

Bernardo Vargas Gibsone

Gerente General de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P a partir del 13 de Julio de 2015. El Sr. Vargas es Economista de la Universidad de los Andes y tiene un MBA de la Universidad de Columbia y cuenta con experiencia en el sector y perteneció a la Junta Directiva de la Compañía desde 2013 hasta su nombramiento. Como Socio fundador de Nogal a comienzos del 2001, el Sr. Vargas ha liderado varias transacciones importantes incluyendo la asesoría a Manuelita, Pantaleón y Unialco en la creación de un JV conjunto y un paquete de financiación para una operación "greenfield" de azúcar en Brasil; asesoró a CVCI-Citigroup, en la valoración y venta del 29,5% de su participación en Cartones América; la asesoría a Valores Bavaria en la venta de Vikingos a Casa Luker; la venta de Frontino Gold Mines a Grancolumbia Gold.; la compra de Tarjetas Plasticar al Grupo Carvajal representando al Grupo francés SAFRAN. Su experiencia incluye entre

otros: Presidente de ING Barings en Colombia, Director de la Región Andina y de forma subsecuente fue nombrado como Presidente y CEO para las operaciones fusionadas de Barings e ING Colombia, lideró el equipo premiado como mejor equipo de análisis de acciones en Colombia para 1995, 1996 y 1997 (Latin Finance). Mejor banco de inversión en Colombia 1997 (Euromoney). Dentro de financiación, realizó para Avianca la primera colocación estructurada de deuda internacional en Colombia en el sector corporativo; y participó en el primer préstamo sindicado para una ciudad en América Latina (Bogotá). En el área de fusiones y adquisiciones el Sr. Vargas ha participado en transacciones para un número importante de clientes corporativos relevantes en Colombia y la región; y el gobierno en Colombia. Fue el Presidente fundador de Proexport Colombia, Presidente fundador de Fiducoldex y asesor del Ministro de Comercio Exterior. En su vida laboral fue también Director del Departamento de Reservas Internacionales y Financiamiento Externo del Banco de la República.

César Augusto Ramírez Rojas - Vicepresidente Técnico Transporte Energía

Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional de Colombia, Especialista en Gerencia de la Calidad de la Universidad EAFIT y Máster of Science en Investigación Operacional de la Universidad de Strathclyde, Escocia, UK. Se vinculó a ISA en 1980 y los últimos cargos que desempeñó son Gerente Administrativo, Gerente Estrategia Corporativa y por último como Presidente de CTEEP, Filial de ISA en Brasil.

Carlos Alberto Rodríguez Rojas - Vicepresidente Finanzas Corporativas

Es economista de la Universidad de los Andes, con Maestría en Economía y Desarrollo Económico de la misma universidad. Posee un MBA del Instituto INSEAD de Francia. Durante los últimos años se ha desempeñado como Vicepresidente Financiero del Grupo Mundial, Vicepresidente Internacional y Vicepresidente de Tesorería en Bancolombia y anteriormente ejerció como Gerente de Finanzas Corporativas de ISA.

Olga Patricia Castaño Díaz - Vicepresidente Estrategia

Administradora de Empresas de la Universidad de Antioquia, estuvo vinculada en la mencionada Universidad participando en varios proyectos de investigación. Realizó estudio de maestría en MSC Operational Research, en Lancaster, Inglaterra. Ingresó a ISA en 1998 como Analista Desarrollo Humano y Organizacional. Fue Especialista Desarrollo Organizacional y Especialista Planeación Corporativa. En Noviembre de 2010 desempeñó las funciones de Gerente Gestión Corporativa en Intervial Chile la filial de ISA. Antes de su nombramiento como Vicepresidente Estratégica estuvo a cargo del Proyecto Actualización Estratégica de ISA.

Sonia Margarita Abuchar Alemán - Secretaria General

Abogada egresada de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín, donde además cursó estudios de Especialización en Derecho Administrativo y Derecho Comercial.

Desde el año 1995, ha venido trabajando en el sector eléctrico; inicialmente como asesora legal en la Generadora de Energía Eléctrica URRÁ S.A. E.S.P. y en octubre de 2000 fue vinculada a ISA como abogada asesora de la Gerencia Mercado de Energía Mayorista. En el año 2004, fue promovida a Directora de Gestión Regulatoria y Jurídica en la Gerencia de Operación y Administración del Mercado de ISA y posteriormente, se trasladó por sustitución patronal a la Empresa XM S.A. E.S.P. en la que se desempeñó como Secretaria General hasta el 31 de diciembre de 2013.

Carlos Ignacio Mesa Medina - Auditor Corporativo

Administrador Financiero del Politécnico Jaime Isaza Cadavid y Especialista en Auditoría de Sistemas de la Universidad EAFIT, es Auditor Internacional Certificado – CISA por el ISACA. Se ha desempeñado como Profesional de Control Interno, Subdirector de Auditoría Interna y Gerente de Auditoría Gestión de Negocios en Empresas Públicas de Medellín –EPM, cargo que venía desempeñando desde al año 2013.

Diana Cristina Posada Zapata – Directora Corporativa Talento Organizacional

Es psicóloga especialista en Psicología Organizacional de la Universidad San Buenaventura y en Alta Dirección de Empresas en la Universidad de la Sabana. Antes de ingresar a ISA se desempeñó como Gerente de la Firma Consultoría Organizacional.

Carmen Elisa Restrepo Vélez – Directora Corporativa Comunicaciones

Comunicadora Social – Periodista de la Universidad Pontificia Bolivariana con especialización en Mercadeo Gerencial de la Universidad de Medellín. Antes de su ingreso a ISA se desempeñó como Jefe de Relaciones Públicas en la Fábrica de Licores y Alcoholes de Antioquia. Se vinculó a la Empresa en marzo de 1992 como Jefe Sección Divulgación de la Gerencia Administrativa, fue promovida al cargo de Directora Proyección Corporativa de la Gerencia General.

Olga Lucía López Marín – Directora Corporativa Tecnología de Información

Ingeniera de Sistemas de la Universidad EAFIT, con Master en Administración de Negocios (MBA) de la Universidad Tecnológico de Monterrey. Ingresó a ISA en mayo de 1989, como Analista Profesional y fue Especialista I, II y III en Planeación Informática y luego Coordinadora de Equipo Ingeniería Informática. En 1996 fue nombrada Directora Informática en la Gerencia Administrativa de ISA, cargo que desempeñó hasta diciembre de 2013.

Jorge Iván López Betancur – Director Corporativo Concesiones Viales

Ingeniero Civil de la Universidad Nacional de Colombia, Magister en Administración de la Universidad EAFIT. Ingresó a ISA en Junio de 1983 y los últimos cargos que desempeñó son: Director Gestión Materiales y Equipos, Director Abastecimiento, Director Ejecución Proyectos, Director Proyecto Vías y Director Concesiones Viales.

5.4 MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA

- Ministerio de Minas y Energía – Ministro
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Viceministro General
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Director de Crédito Público y Tesoro Nacional
- Carlos Mario Giraldo Moreno (Independiente nominado por la Nación)
- Carlos Felipe Londoño (No independiente nominado por la Nación)
- Jesús Arturo Aristizabal Guevara (Independiente nominado por EPM)
- Henry Medina Gonzalez (Independiente nominado por Ecopetrol)
- Santiago Montenegro Trujillo (Independiente nominado por los Fondos de Pensiones)
- Camilo Zea Gómez (Independiente nominado por los Fondos de Pensiones)

5.5 RESULTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

5.5.1 Estado de resultados consolidado

| Resultados consolidados del período (COP MM) | 2013 | 2014 |
|--|------------------|------------------|
| Resultados | | |
| Ingresos operacionales | 3.601.325 | 3.921.335 |
| Costos y gastos operacionales | 2.050.226 | 2.042.739 |
| Utilidad operacional | 1.551.099 | 1.878.596 |
| Resultado no operacional | (889.508) | (569.796) |
| Utilidad antes de impuestos | 661.591 | 1.308.800 |
| Provisión impuesto de renta | (91.648) | (379.889) |
| Utilidad antes de interés minoritario | 569.943 | 928.911 |
| Interés minoritario | (136.895) | (335.846) |
| Utilidad neta | 433.048 | 593.065 |

Fuente: Informe de gestión ISA 2014

A partir de 2014, INTERCOLOMBIA, como socio gestor del contrato de cuentas en participación celebrado con ISA, reconoce en sus estados financieros, la totalidad de los ingresos y gastos operacionales derivados de la ejecución de dicho contrato. Por su parte ISA reconoce en sus estados financieros la participación de la utilidad derivada del contrato de cuentas en participación.

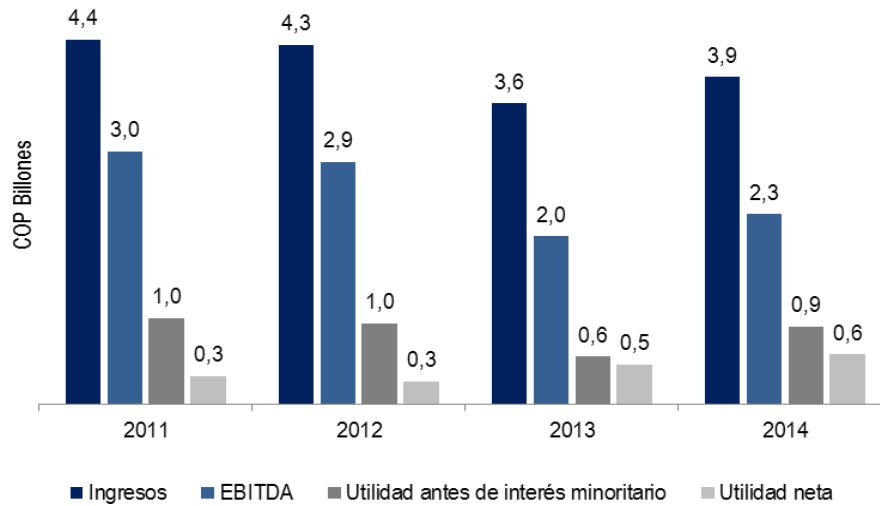
Como consecuencia del contrato, los resultados de ISA sobre ingresos operacionales, costos y gastos operacionales, márgenes EBITDA, márgenes operacionales y márgenes netos obtenidos no son comparables entre los años 2013 y 2014.

La utilidad del contrato de cuentas en participación presentó un resultado muy favorable, originado en los mayores ingresos percibidos por las convocatorias UPME, el comportamiento positivo del Índice de Precios al Productor –IPP– y menores costos de operación.

| Resultados consolidados del período | 2013 | 2014 |
|-------------------------------------|-----------|-----------|
| Indicadores | | |
| EBITDA (COP MM) | 2.011.674 | 2.274.926 |
| Margen EBITDA | 55,9% | 58,0% |
| Margen operacional | 43,1% | 47,9% |
| Rentabilidad del patrimonio | 5,8% | 6,8% |
| Endeudamiento | 56,4% | 55,4% |

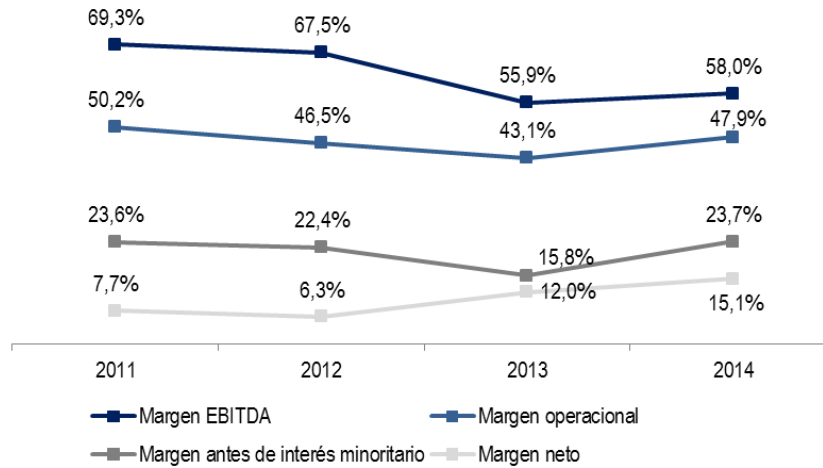
Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Cifras financieras consolidadas



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Indicadores financieros consolidados



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

En el 2014 las utilidades sumaron COP 593.065 millones y presentaron un aumento de 37,0%. Este incremento, incluye las optimizaciones de costos y gastos en Brasil y Colombia, el ajuste de la remuneración en Brasil desde el mes de julio, mayores ingresos en Colombia debido a un IPP¹ más alto y la consolidación de las nuevas filiales de telecomunicación en Brasil. La variación también es explicada, en parte, por la terminación de la amortización del crédito mercantil de ISA Capital do Brasil en diciembre de 2013 y la provisión de la Ley 4819 realizada en 2013.

¹IPP 2014: 6,33% IPC 2014: 3,66%

Ingresos Operacionales Consolidados

En el periodo enero - diciembre de 2014, los ingresos operacionales ascendieron a COP 3.921.335 millones con un incremento de 8,9% con respecto a 2013. Esta variación se debe principalmente a los mayores ingresos en Colombia relacionados con las convocatorias UPME y el comportamiento favorable del IPP, los nuevos proyectos que entraron en operación en Perú, el incremento de ingresos en Brasil por el ajuste a la remuneración y mayores ingresos de construcción, y a la consolidación de nuevas adquisiciones en el negocio de telecomunicaciones.

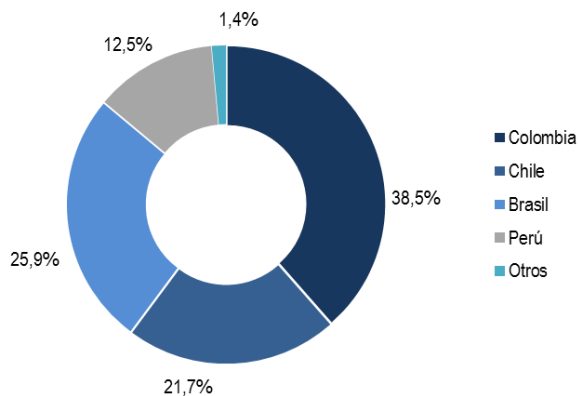
Costos y gastos operacionales

Los costos y gastos operacionales acumulados del año disminuyeron 0,4% con relación a 2013, pasando de COP 2.050.226 millones a COP 2.042.739 millones. Esta variación obedece principalmente a la disminución de costos y gastos de operación en Brasil, en especial, por menores gastos de personal, mantenimiento y contingencias y a la terminación de la amortización del crédito mercantil de ISA Capital do Brasil en diciembre de 2013.

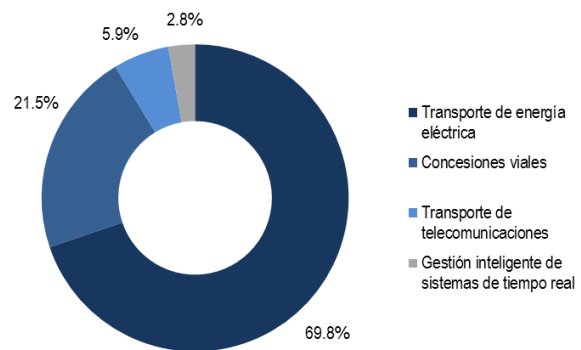
EBITDA y margen EBITDA

Acumulado a diciembre de 2014, el EBITDA se situó en COP 2.274.926 millones representando un incremento del 13,1% con relación al mismo periodo del año anterior. El incremento del EBITDA obedece a los mayores ingresos y los esfuerzos en la disminución de los costos de operación en Brasil. El margen EBITDA fue de 58,0% acumulado a diciembre, 2,1% por encima del margen presentado en el 2013.

Ingresos consolidados por país (2014)



Ingresos consolidados por negocio (2014)

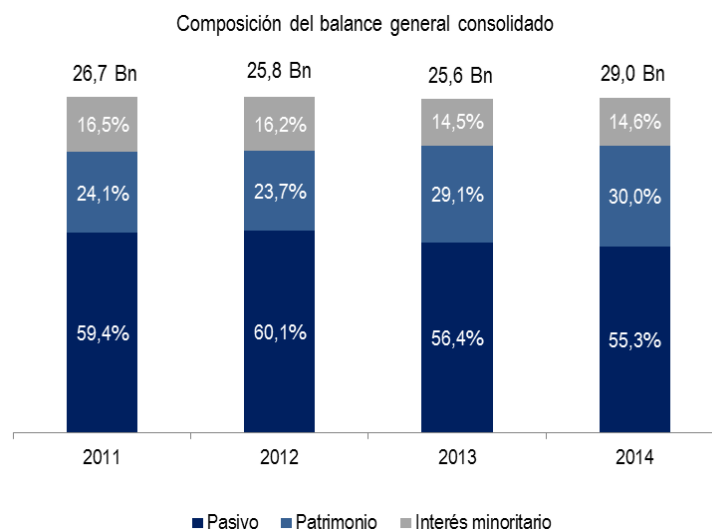


Fuente: Informe de gestión ISA 2014

5.5.2 Balance general consolidado

| Resultados consolidados del período (COP MM) | 2013 | 2014 |
|--|------------|------------|
| Balance | | |
| Activo | 25.567.362 | 28.994.200 |
| Pasivo | 14.411.340 | 16.047.204 |
| Interés minoritario | 3.704.545 | 4.243.349 |
| Patrimonio | 7.451.477 | 8.703.647 |

Fuente: Informe de gestión ISA 2014



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Activo: Los activos de ISA y sus empresas ascendieron a COP 28.994.200 millones con un aumento de 13,4% respecto a diciembre de 2013. La variación obedece principalmente al incremento del impuesto diferido en Chile por la reforma tributaria, mayores proyectos de construcción en Perú, mayor activo financiero en Brasil y al efecto por conversión derivado de la devaluación del peso colombiano frente al dólar.

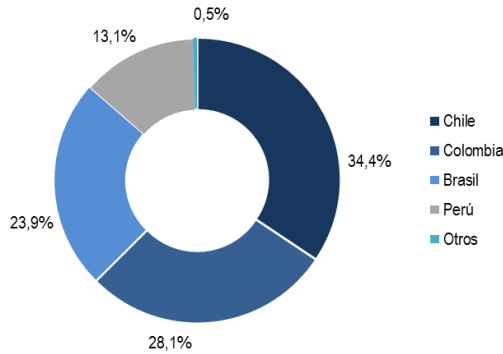
Pasivo: El pasivo consolidado de COP 16.047.204 millones presentó un aumento de 11,4% comparado con diciembre de 2013, el cual, al igual que en el activo, obedece al efecto por conversión derivado de la devaluación del Peso colombiano frente al dólar y al mayor impuesto diferido en Chile.

Interés minoritario: El interés minoritario fue de COP 4.243.349 millones con un incremento de 14,5% con respecto a diciembre del año anterior, debido principalmente al incremento de la participación minoritaria en INTERNEXA Participações, producto de la adquisición de acciones realizada por IFC en abril de 2014 y a los mayores resultados de las subordinadas de Brasil.

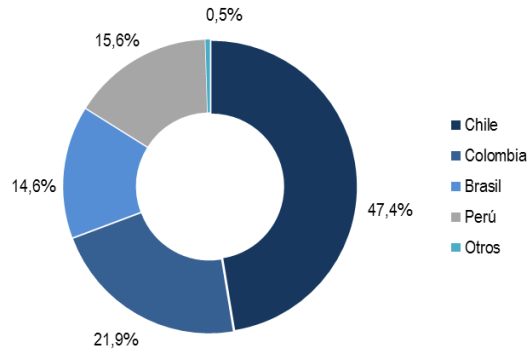
Patrimonio: El patrimonio alcanzó COP 8.703.647 millones con un aumento del 16,8%, comparado con los COP 7.451.477 millones de diciembre de 2013, como consecuencia de la mayor utilidad generada en el año y

por el efecto por conversión de la inversión de las filiales del exterior, que compensa la distribución de utilidades aprobada en la Asamblea General de Accionistas de ISA.

Activos consolidados por país (2014)



Pasivos consolidados por país (2014)



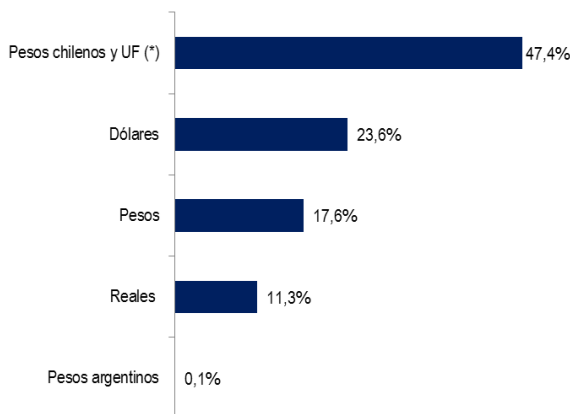
Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Obligaciones financieras

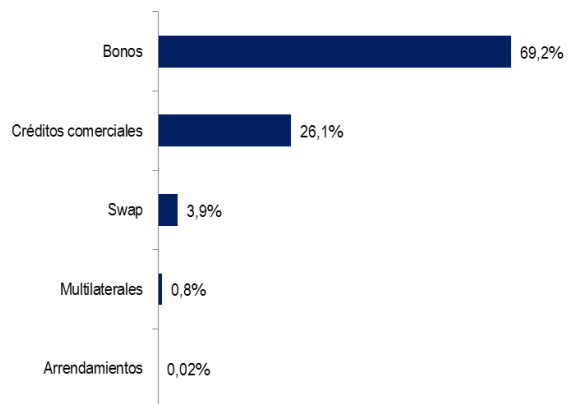
Al cierre de diciembre de 2014 la deuda financiera consolidada ascendió a COP 9.425.510 millones, lo que refleja un aumento de 8,4% respecto a diciembre de 2013 en pesos colombianos. Si bien el efecto neto muestra un incremento de COP 727.042 millones, en el 2014 la mayoría de empresas del grupo disminuyeron su deuda neta en COP 341.163 millones aproximadamente. El efecto por conversión generado por la devaluación del peso colombiano frente a las monedas de los países donde ISA tiene presencia, es el componente que explica el incremento en pesos colombianos.

Con el fin de obtener una cobertura natural frente al riesgo cambiario, ISA y sus empresas buscan contratar la deuda en la misma moneda de sus ingresos; y considerando que los proyectos que desarrollan son remunerados en el largo plazo, gran parte de su deuda la consiguen en el mercado de capitales (bonos) a tasas muy competitivas (el 91,4% de la deuda es de largo plazo y el 8,6% restante es de corto plazo).

Deuda consolidada por moneda (2014)



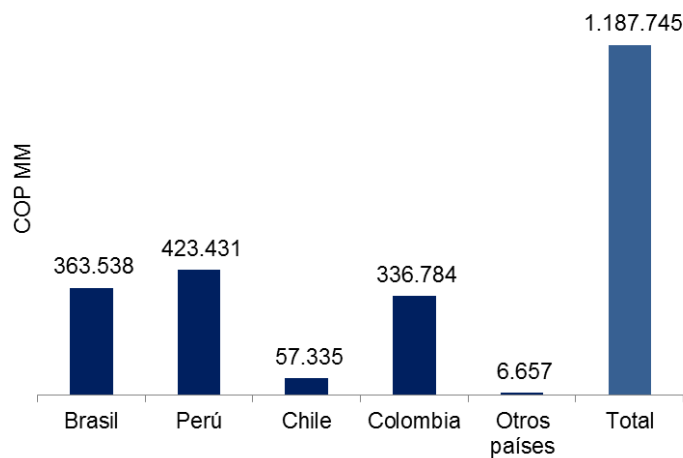
Deuda consolidada por fuente (2014)



(*) Unidades de fomento de Chile
Fuente: Informe de gestión ISA 2014

5.6 INVERSIONES

En el 2014, ISA y sus empresas invirtieron cerca de COP 1,2 billones, de acuerdo a sus planes de expansión:



Fuente: Resultados Financieros ISA cuarto trimestre 2014

6. LÍNEAS DE NEGOCIO DE ISA

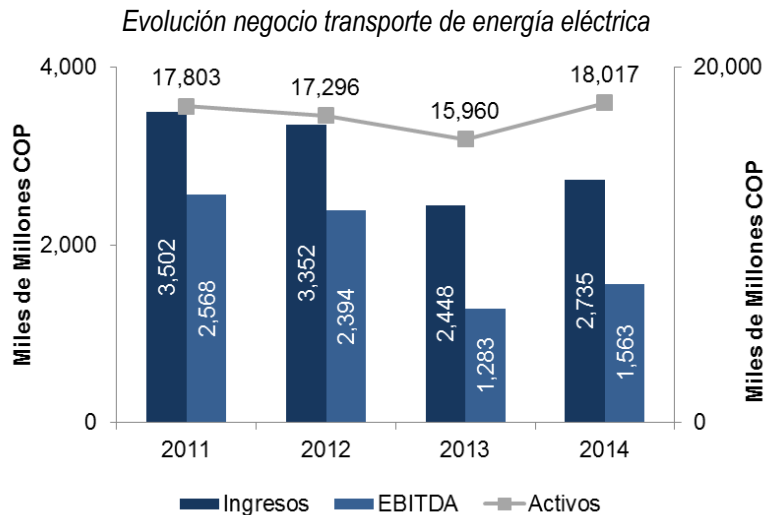
6.1 NEGOCIO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

El transporte de energía eléctrica es fundamental para el funcionamiento de un mercado de energía; es el punto de encuentro entre la generación y la demanda, y el medio a través del cual se realizan los intercambios de energía eléctrica.

ISA y sus empresas se constituyen en uno de los mayores transportadores internacionales de energía eléctrica de Latinoamérica, con 41.650 km de circuito a alta tensión y 77.710 MVA de capacidad de transformación, gracias a que expanden, operan y mantienen una red de transmisión a alta tensión en Colombia, Perú, Bolivia, Brasil y Chile; y las interconexiones internacionales que operan entre Venezuela y Colombia, Colombia y Ecuador, y Ecuador y Perú.

Con el propósito de conservar su liderazgo como prestadores de servicios de transporte de energía eléctrica y consolidar su destacada posición en Latinoamérica, ISA y sus empresas continúan participando en procesos licitatorios promovidos por los gobiernos nacionales; igualmente, adelantan la construcción de grandes proyectos, promocionan la conexión de generadores, distribuidores y grandes consumidores a la red y gestionan con los reguladores las ampliaciones y refuerzos a la infraestructura existente.

Como resultado de esta gestión, en 2014 ISA y sus empresas ganaron proyectos que demandarán inversiones cercanas a USD 1.150 millones y que implicarán el diseño y la construcción de 1.680 km de circuito de alta tensión y la instalación de 6.750 MVA de capacidad de transformación. Igualmente, durante el mismo período pusieron en operación comercial cerca de 1.000 km de circuito de alta tensión y 2.000 MVA de capacidad de transformación, proyectos que demandaron una inversión de USD 380 millones.



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Mejores prácticas

Uno de los objetivos de ISA es garantizar que sus empresas brinden un servicio con altos niveles de confiabilidad, disponibilidad y seguridad, ajustados a la normatividad aplicable en cada país. Es por esto que las empresas transportadoras de energía amparan su gestión de operación y mantenimiento de la red en

procesos rigurosos y excelentes, seguros para las personas, en equilibrio con el ambiente y socialmente responsables.

Para evaluar estos niveles se cuenta, entre otros, con los siguientes indicadores de calidad de la red de transmisión:

- Disponibilidad de la red: mide el porcentaje de tiempo que durante el año estuvieron en servicio o disponibles los activos que componen la red (bahías de subestación, transformadores, líneas, etc.).
- Energía no suministrada –ENS–: mide la energía no suministrada al sistema eléctrico de cada país, por causas atribuibles al transportador.

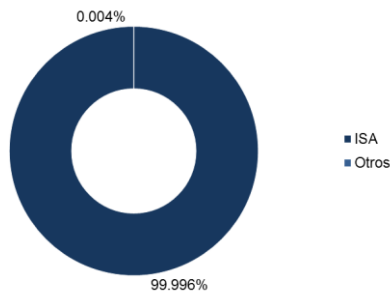
| Mejores prácticas en el servicio | | | | | | | |
|---------------------------------------|----------|-----------|-------|--------------|----------|-------------|--------|
| Pais | Colombia | | Perú | | | Bolivia | Brasil |
| Empresa | ISA | Transelca | REP | Transmantaro | ISA Perú | ISA Bolivia | CTEEP |
| Disponibilidad de la red (%) | 99,86 | 99,91 | 99,6 | 99,52 | 99,9 | 99,64 | 99,95 |
| Energía no suministrada - ENS - (MWH) | 1.568 | 4.530 | 4.081 | 169 | 235 | 492 | 741 |

Informe de gestión ISA 2014

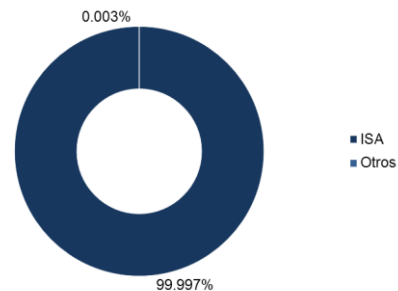
6.1.1 Colombia

En Colombia, la participación en esta línea de negocio se da a través de ISA (a partir de 2014 Intercolombia) y Transelca.

Participación accionaria Intercolombia



Participación accionaria Transelca



Remuneración de las actividades de transmisión de energía en Colombia

La actividad de transmisión se caracteriza por ser monopolio natural, razón por la cual el ingreso de la empresa de transmisión es regulado. El ingreso que reciben los transportadores está compuesto de dos componentes, el ingreso de los activos construidos antes del 31 de diciembre de 1999 (red existente) y el ingreso de los activos construidos bajo el mecanismo de convocatorias públicas que comenzó a aplicarse posteriormente de esta fecha.

Remuneración red existente:

La resolución CREG 011 de 2009 contiene la metodología de remuneración de la actividad de transmisión, y regulatoriamente se establece que esta debe ser. Actualmente, la CREG se encuentra en el proceso de revisión y de acuerdo con la Agenda Regulatoria de la CREG, se espera que en el

transcurso de este año se conozca la propuesta de metodología definitiva que aplicará para el próximo periodo.

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.

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) corresponde al ingreso anual esperado propuesto por el transportador que resulta ganador de la convocatoria. Una vez cumplido el año veinticinco, el ingreso se calcula con la metodología que aplica para la remuneración de los activos existentes.

| Infraestructura eléctrica en Colombia | | | | |
|---------------------------------------|------------------------------|----------------------|--|----------------------|
| Concesionarias | Infraestructura en operación | | Infraestructura en construcción (valor inversión aprox USD 970 millones) | |
| Empresa | Transmisión (km de circuito) | Transformación (MVA) | Transmisión (km de circuito) | Transformación (MVA) |
| ISA | 10.538 | 13.840 | 1.356 | 4.535 |
| Transelca | 1.585 | 3.893 | | 90 |
| TOTAL | 12.123 | 17.733 | 1.356 | 4.625 |

Informe de gestión ISA 2014

ISA brinda un completo portafolio de servicios a través de un área comercial integrada con Transelca: transporte de energía eléctrica para los agentes del mercado; conexión al STN para generadores, operadores de red, transportadores regionales y grandes consumidores; construcción de proyectos para terceros; y servicios asociados de mantenimiento, estudios eléctricos y energéticos, entre otros.

Proyectos puestos en servicio

En 2014, con una inversión cercana a USD 130 millones, ISA a través de sus filiales en Colombia entró en servicio proyectos que le permiten consolidar una participación de 79,62% en la propiedad del Sistema de Transmisión Nacional –STN–, manteniendo así su liderazgo en el sector eléctrico colombiano como el mayor transportador de energía en el país y el único con cubrimiento nacional.

- Convocatoria UPME 04 de 2009: comprende la construcción de la subestación Sogamoso a 500/230 kV (1.050 MVA), la línea Sogamoso - Guatiguará a 230 kV y la reconfiguración de las líneas Primavera - Ocaña a 500 kV y Barranca - Bucaramanga a 230 kV (163 km). Esta obra que entró en servicio en Agosto, permite la conexión de la central Sogamoso (820 MW) al STN, aumenta la

confiabilidad del sistema en el Noreste del país y disipa restricciones al disminuir el costo operativo al desplazar el despacho de generaciones más costosas.

- Conexión Sogamoso: conecta la central hidroeléctrica Sogamoso a la nueva subestación Sogamoso a 500/230 kV.
- Ampliación subestación Cerromatoso: conexión del tercer transformador 500/110/34,5 kV (150 MVA) y sus bahías asociadas, para aumentar la confiabilidad en el Norte de Antioquia y Sur de Córdoba.
- Ampliación subestación Jamondino: instalación de un banco de transformadores 230/115/13,8 kV (150 MVA) y las variantes de las líneas San Bernardino 1 y 2, para aumentar la capacidad de carga y la confiabilidad del sistema en el Sur del país.

Por su parte TRANSELCA entró en operación comercial:

- Ampliación subestación Nueva Barranquilla: bahía de reserva para un transformador de potencia 110/13,8 kV de 45 MVA.
- Ampliación subestación Chinú a 110 kV: construcción de la bahía de línea Boston 2 en configuración doble barra más seccionador de by-pass.
- Ampliación subestación Termocartagena a 66 kV: instalación de un módulo transformación encapsulado aislado en gas SF6, en configuración de doble barra.

Proyectos nuevos

- UPME 06 de 2013. El proyecto comprende el diseño, adquisición de suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Caracolí a 220 kV y las líneas de transmisión a 220 kV Caracolí - Las Flores (22 km) y Caracolí – Sabana (31 km). Esta obra que será ejecutada por INTERCOLOMBIA, generará ingresos anuales cercanos a USD 7,54 millones y mejorará la confiabilidad de la transmisión de energía en el departamento del Atlántico, evitando el riesgo de desatención de la demanda.
- UPME 07 de 2013. El proyecto comprende el diseño, adquisición de suministros, construcción, operación y mantenimiento de las subestaciones Montería a 230 kV y ampliación subestación Chinú a 230 kV (450 MVA) y las líneas de transmisión a 230 kV Montería - Chinú (71 km) y Montería - Urabá (124 km). Esta obra que será ejecutada por INTERCOLOMBIA, atenderá el crecimiento de la demanda en el departamento de Córdoba, mejorando la confiabilidad de la zona ante fallas y generará ingresos anuales cercanos a USD 9 millones.
- Convocatoria pública UPME 02 de 2014. El proyecto comprende el diseño, adquisición de suministros, construcción, operación y mantenimiento de la conexión de la subestación Reforma al circuito Guavio - Tunal a 230 kV. Esta obra que será ejecutada por INTERCOLOMBIA, generará ingresos anuales cercanos a USD 0,5 millones y permitirá mejorar la interconectividad de la subestación Reforma.
- En Enero de 2015, ISA firmó un contrato con GECELCA para conectar la central a carbón GECELCA 3.2 al STN en la subestación Cerromatoso. El proyecto comprende la construcción de dos líneas a 110 kV y la instalación de 450 MVA de capacidad de transformación más una unidad de reserva de 150 MVA.

- En febrero de 2015, ISA ganó la convocatoria pública UPME 05 de 2014 Refuerzo Costa Caribe a 500 kV. El proyecto comprende la construcción de la línea de transmisión Cerromatoso - Chinú - Copey a 500 kV (332 km) y la ampliación de las subestaciones asociadas. El proyecto que será ejecutado por INTERCOLOMBIA generará ingresos anuales cercanos a USD 14,13 millones, permitirá mejorar seguridad y confiabilidad en la atención de la demanda en esta zona del país y reducirá la dependencia en el largo plazo de la generación térmica de los departamentos de Atlántico, Bolívar y Guajira.
- En ese mismo mes, ISA ganó la convocatoria pública UPME 03 de 2014 para ejecutar el proyecto de transmisión de energía eléctrica más grande del país. Éste comprende el diseño, adquisición de suministros, construcción, operación y mantenimiento de las subestaciones Ituango y Medellín (también denominada subestación Katíos) a 500 kV (450 MVA) y de las líneas de transmisión asociadas (530 km). El proyecto que será ejecutado por INTERCOLOMBIA generará ingresos anuales cercanos a USD 42,42 millones, conectará la central de generación hidráulica Ituango (2.400 MW) al Sistema Interconectado Nacional aumentando así la confiabilidad energética del país.

Informe de gestión ISA 2014

Proyectos en ejecución

ISA, por medio de su filial INTERCOLOMBIA adelanta la construcción de los proyectos adjudicados en 2014, así como los obtenidos en años anteriores:

| Proyecto | Descripción |
|---|--|
| UPME 02 - 2013: ampliación subestación Copey 500/220 kV (450 MVA) | Instalación del segundo transformador en la subestación para aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico en la zona Norte de Colombia |
| Ampliación UPME: subestación Termocol 220 kV | Instalación de un módulo de compensación capacitiva (35 MVar) |
| Ampliación UPME: subestación El Bosque 220 kV | Ampliación de la subestación en configuración de interruptor y medio para conectar un transformador 220/66 kV de Electricaribe |
| Ampliación UPME - Dispositivo FACTS tipo STATCOM | Instalación de un compensador sincrónico estático (STATCOM) en la subestación Bacatá a 500 kV con una capacidad de suministro de potencia reactiva de 200 MVar |
| Ampliación UPME: subestación Reforma 230 kV | Ampliación de la subestación en configuración de interruptor y medio para conectar el tercer transformador 230/115 kV (150 MVA), propiedad de EMSA |
| Ampliación UPME: línea Betania - Miro lindo a 230 kV | Montaje del segundo circuito en la línea (206 km), incluyendo la construcción de las bahías asociadas. La obra mejorará la disponibilidad de la red en la zona Suroccidental del país. |
| Conexión: ampliación subestación Chivor 230 kV | Construcción de una nueva subestación a 115 kV y ampliación de la capacidad de transformación 230/115 kV (150 MVA) para atender el crecimiento de la demanda en Casanare |

Informe de gestión ISA 2014

Resultados financieros

| Resultados operativos ISASA E.S.P. (COP Millones) | | | | Balance ISASA E.S.P. (COP Millones) | | | |
|---|----------------|----------------|----------------|-------------------------------------|-----------|------------|------------|
| | 2012 | 2013 | 2014 | | 2012 | 2013 | 2014 |
| Ingresos | 1.008.858 | 997.128 | 781.408 | Activos | 8.912.305 | 10.266.517 | 11.328.742 |
| Costos | 403.976 | 383.639 | 140.124 | Pasivos | 2.792.599 | 2.818.975 | 2.699.672 |
| Utilidad Bruta | 604.882 | 613.489 | 641.284 | Deuda Financiera | 1.424.694 | 1.427.573 | 1.383.807 |
| <i>Margen Bruto</i> | 60,0% | 61,5% | 82,1% | Patrimonio | 6.119.706 | 7.447.542 | 8.629.070 |
| Gastos | 115.702 | 123.941 | 79.463 | | | | |
| Utilidad Operacional | 489.180 | 489.548 | 561.821 | | | | |
| EBITDA | 610.062 | 604.356 | 668.962 | | | | |
| <i>Margen EBITDA</i> | 60,5% | 60,6% | 85,6% | | | | |
| Otros Ingresos/Egresos | (114.717) | 60.587 | 197.797 | | | | |
| Utilidad Antes de Impuestos | 374.463 | 550.135 | 759.618 | | | | |
| Impuestos | 101.525 | 117.087 | 166.553 | | | | |
| Utilidad Neta | 272.938 | 433.048 | 593.065 | | | | |

Fuente: Estados financieros ISA Individuales

Resultados financieros

| Resultados operativos Tranelca S.A. E.S.P. (COP Millones) | | | | Balance Tranelca S.A. E.S.P. (COP Millones) | | | |
|---|---------------|----------------|----------------|---|-----------|-----------|-----------|
| | 2012 | 2013 | 2014 | | 2012 | 2013 | 2014 |
| Ingresos | 199.944 | 205.132 | 215.188 | Activos | 1.312.919 | 1.236.348 | 1.413.548 |
| Costos | 77.498 | 75.071 | 79.515 | Pasivos | 546.637 | 562.610 | 641.882 |
| Utilidad Bruta | 122.446 | 130.061 | 135.673 | Deuda Financiera | 350.000 | 361.000 | 361.156 |
| <i>Margen Bruto</i> | 61,2% | 63,4% | 63,0% | Patrimonio | 766.282 | 673.738 | 771.666 |
| Gastos | 23.731 | 22.932 | 23.000 | | | | |
| Utilidad Operacional | 98.715 | 107.129 | 112.673 | | | | |
| EBITDA | 117.417 | 125.015 | 133.733 | | | | |
| <i>Margen EBITDA</i> | 58,7% | 60,9% | 62,1% | | | | |
| Otros Ingresos/Egresos | (1.221) | (4.599) | 7.660 | | | | |
| Utilidad Antes de Impuestos | 97.494 | 102.530 | 120.333 | | | | |
| Impuestos | 22.662 | 26.456 | 28.088 | | | | |
| Utilidad Neta | 74.833 | 76.074 | 92.245 | | | | |

Fuente: Estados financieros Tranelca

6.1.2 Perú

Las actividades de transmisión de energía eléctrica en Perú, se desarrollan de acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, y están reguladas y supervisadas por el Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

El sistema de transmisión, también llamado SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) en el país está dividido en tres subsistemas que soportan el transporte de energía a las diferentes regiones del Perú, estos son:

- Sistema de transmisión troncal (STTN): Sistema conformado por instalaciones de transmisión de 500 kilovoltios de tensión nominal o por instalaciones de 220 kilovoltios de tensión nominal que conectan las áreas del SEIN.

- Sistema de transmisión troncal regional (STTR): Sistema conformado por instalaciones de transmisión de 220 o 138 kilovoltios de tensión nominal que conectan las zonas de generación y carga dentro de las áreas operativas de SEIN.
- Sistema de transmisión local (STL): Sistema conformado por las instalaciones de transmisión en 220, 138 y 60 kilovoltios de tensión nominal, que conectan las cargas o centrales de generación con el SEIN.

En general las concesiones son estructuradas y adjudicadas por Proinversión, un organismo público adscrito al Ministerio de Economía y Finanzas del Perú, encargado de ejecutar la política nacional de promoción de la inversión privada.

Fuente: COES, Proinversión

ISA a través de sus filiales es el mayor transportador de energía a alto voltaje de Perú, con cerca de 9.420 km de circuito y 7.900 MVA de transformación.

| Infraestructura eléctrica en Perú | | | | |
|-----------------------------------|------------------------------|----------------------|--|----------------------|
| Concesionarias | Infraestructura en operación | | Infraestructura en construcción (valor inversión aprox USD 760 millones) | |
| Empresa | Transmisión (km de circuito) | Transformación (MVA) | Transmisión (km de circuito) | Transformación (MVA) |
| REP | 6.233 | 2.746 | 154 | 100 |
| Transmantaro - CTM | 2.792 | 4.926 | 1.453 | 2.295 |
| ISA Perú | 393 | 235 | - | 115 |
| TOTAL | 9.418 | 7.907 | 1.607 | 2.510 |

Informe de gestión ISA 2014

Proyectos puestos en servicio

En 2014, con una inversión de USD 170 millones, las empresas de transporte de energía en Perú entraron en operación comercial proyectos que adicionaron 330 km de circuito y 740 MVA de capacidad de transformación al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional –SEIN– (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional):

- Convocatoria Trujillo-Chiclayo a 500 kV: contempló la construcción de una línea de transmisión (325 km) entre las regiones de Lambayeque y La Libertad y la construcción de obras complementarias en las subestaciones Trujillo Nueva y La Niña (600 MVA y 350 MVA_r). Este proyecto a cargo de Transmantaro permite transportar una mayor cantidad de energía eléctrica desde el polo energético de Chilca (2.000 MW) y El Platanal (220 MW) hacia el Norte del país, mejorando la confiabilidad y la calidad del servicio de transmisión.
- Ampliación 12 de REP: reconfiguración de la subestación Ayaviri (138 kV) e instalación de un transformador de 40 MVA en la subestación Puno (138 kV), que permite aumentar la capacidad de transformación para atender el crecimiento de la demanda en el Sur y mejorar la confiabilidad del servicio.

- Ampliación 13 de REP: repotenciación de 152 a 180 MVA en la línea alara-Piura a 220 kV, compensación reactiva en la subestación Piura Oeste (20 MVar) y construcción de la subestación Pariñas a 200 kV; obras que permiten conectar la central eólica Talara (30 MW) al SEIN, mejorar el control de tensión en la zona de Piura y aumentar la capacidad de transmisión en el Norte del país.
- Ampliación 14 de REP: ampliación de la subestación Trujillo Norte 220/138 kV (100 MVA) que permite atender el crecimiento de la demanda en la zona Norte del país.
- Ampliación 2 de ISA Perú: repotenciación de la línea Paragsha – Vizcarra a 220 kV para ampliar la capacidad de transmisión de la línea de 152 a 250 MVA.

Proyectos nuevos

- Convocatoria abierta por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada –ProInversión– para diseñar, financiar, construir, operar y mantener, por 30 años, la línea de transmisión Planicie - Industriales a 220 kV (compuesta por un tramo aéreo de 11,7 km y uno subterráneo de 4,9 km) y sus subestaciones asociadas. El proyecto que será construido por Transmantaro generará USD 5,5 millones de ingresos anuales y permitirá atender el crecimiento de la demanda en la zona metropolitana de Lima para entregar un servicio oportuno y de calidad.
- Convocatoria abierta por ProInversión para diseñar, financiar, construir, operar y mantener, por 30 años, la línea de transmisión Friaspata - Mollepata a 220 kV (90 km) y las subestaciones asociadas; la construcción de la subestación Orcotuna a 220/60 kV y un enlace en la línea Huayucachi - Carabayllo (6 km). El proyecto que generará ingresos anuales cercanos a USD 5,7 millones será ejecutado por Transmantaro y se constituye en el principal enlace del sistema eléctrico de Ayacucho al SEIN para abastecer de forma confiable el crecimiento de la demanda de energía en el centro del país.

De otro lado, ISA Perú firmó un acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas del Perú –MEM– para ampliar su red de transmisión:

- Ampliación 3: repotenciación de la capacidad de transmisión de 50 a 80 MVA de la línea Aguaytía Pucallpa a 138 kV, ampliación de la capacidad de transformación de las subestaciones (115 MVA) y la instalación 20 MVar de compensación reactiva en la subestación Pucallpa. El proyecto atenderá la creciente demanda de energía eléctrica en Pucallpa, producto del crecimiento económico de la zona.

Proyectos en ejecución

Las empresas peruanas a través de la filial Proyectos de Infraestructura del Perú –PDI– adelantan la construcción de proyectos adjudicados en 2014, así como los obtenidos en años anteriores:

| Empresa | Proyecto | Descripción |
|---------|--|---|
| CTM | Convocatoria: línea de transmisión Machupicchu - Abancay - Cotaruse a 220 kV y subestaciones asociadas | Mejora la confiabilidad y calidad del transporte de energía eléctrica en el Sur del país y acondiciona el SEIN para permitir la conexión de los nuevos desarrollos de generación hidroeléctrica: Machu Picchu II fase (102 MW), Santa Teresa (100 MW) y Quillabamba (200 MW). |
| CTM | Convocatoria: línea Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo a 500 kV y | Permite que la energía generada en el centro del país sea transferida hacia el sur para atender el crecimiento de la |

| | subestaciones asociadas | demanda en esta zona. |
|-----|--|---|
| REP | Ampliación 14: subestación Reque a 220 kV Trafo 220/60/22,9 kV y 100 MVA | Atender el crecimiento de la demanda en la zona norte y permitir la conexión de la central térmica Eten (230 MW) al SEIN en la subestación Reque. |
| REP | Ampliación 15: repotenciación de las líneas San Juan-Chilca 220 kV de 350 a 700 MVA, Ventanilla-Zapall 220 kV de 152 a 270 MVA y línea Ventanilla-Chavarria a 220 kV | Atender el crecimiento de la generación y de la demanda de energía eléctrica en la zona de Lima. |
| REP | Ampliación 16: subestación Amarilis a 138 kV y ampliación de la capacidad de transmisión de la línea Paragsha-Huánuco a 138 kV de 45 a 74 MVA | Atención oportuna y confiable del crecimiento de la demanda en la sierra central, así como solucionar el problema de ocupación de servidumbres alrededor de la subestación Huánuco. |

Informe de gestión ISA 2014

6.1.2.1 Red de Energía del Perú (REP)

El 5 de junio de 2002, mediante subasta pública, ISA obtuvo la buena pro y recibió en concesión los derechos de explotación de los sistemas de transmisión eléctrica a cargo de Etecen y Etesur. Adjudicada la buena pro, ISA constituyó a REP mediante escritura pública del 3 de julio de 2002. Sus socios fundadores fueron Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) y Transelca S.A. E.S.P. El 31 de julio de ese mismo año se incorporó como accionista la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB), que adquirió el 40% de las acciones de la sociedad.

Luego de su creación, REP quedó como sociedad concesionaria e ISA como Operador Estratégico Calificado de la concesión. REP inició formalmente sus operaciones el 5 de septiembre de 2002. En la actualidad REP actúa además como Centro Gestor de las empresas Consorcio Transmantaro S.A. e Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A., lo que significa que efectúa integralmente la gestión técnica y administrativa de ambas empresas.

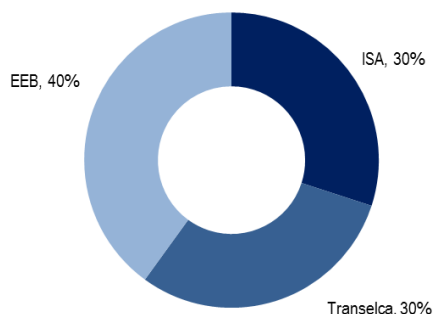
La finalidad principal de REP es la transmisión de energía eléctrica proveniente de empresas generadoras y brindar los servicios de mantenimiento de la infraestructura eléctrica de los Sistemas de Transmisión del Estado Peruano. El domicilio legal es Lima –Perú–. ISA es propietaria del 30% y a través de Transelca, de un 30% adicional. El objeto del contrato de concesión es el suministro de bienes y servicios y explotación de la línea de transmisión eléctrica, la prestación del servicio y la transferencia de todos los bienes al Estado al producirse la caducidad de la concesión. Este contrato tiene un plazo inicial de 30 años.

En la actualidad REP administra 6.233 kilómetros de líneas de transmisión distribuidos a lo largo del país como se muestra en el mapa a continuación. REP cuenta con un contrato de estabilidad jurídica cuya vigencia se estableció por la duración del contrato de concesión. En este contrato se fijó la tasa de impuesto a la renta en el 27%.

Ubicación de los activos



Participación accionaria



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Resultados financieros

| Resultados operativos REP (USD Millones) | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|
| | 2012 | 2013 | 2014 |
| Ingresos | 150,96 | 144,29 | 180,32 |
| Costos | (88,53) | (77,73) | (106,49) |
| Utilidad Bruta | 62,43 | 66,56 | 73,83 |
| <i>Margen Bruto</i> | 41,4% | 46,1% | 40,9% |
| Gastos | (23,48) | (28,65) | (18,15) |
| Utilidad Operacional | 38,94 | 37,91 | 55,68 |
| EBITDA ¹ | 69,79 | 74,89 | 61,66 |
| <i>Margen EBITDA</i> | 46% | 52% | 34% |
| Otros Ingresos/Egresos | (4,05) | (10,59) | (12,09) |
| Utilidad Antes de Impuestos | 34,89 | 27,32 | 43,60 |
| Impuestos | (9,76) | (8,24) | (12,19) |
| Utilidad Neta | 25,14 | 19,08 | 31,41 |

Fuente: Estados financieros REP

¹Utilidad Operativa + Depreciaciones + Amortizaciones + Provisiones

| Balance REP (USD Millones) | | | |
|----------------------------|--------|--------|--------|
| | 2012 | 2013 | 2014 |
| Activos | 587,57 | 498,42 | 519,51 |
| Pasivos | 339,61 | 319,85 | 326,31 |
| Deuda Financiera | 244,58 | 230,70 | 243,80 |
| Patrimonio | 247,96 | 178,57 | 193,20 |

6.1.2.2 Consorcio Transmantaro (CTM)

CTM tiene por objeto la construcción, operación y mantenimiento de redes de transmisión de energía eléctrica y el desarrollo de sistemas, actividades y servicios de telecomunicaciones. Inicialmente la sociedad se creó para desarrollar la actividad de transmisión eléctrica como concesionaria de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, para unir el Sistema Interconectado Centro-Norte con el Sistema Interconectado del Sur. La empresa fue constituida el 30 de enero de 1998.

En 1997, el Estado Peruano convocó a concurso público internacional para la concesión y operación del proyecto de la línea de transmisión de energía eléctrica Mantaro-Socabaya, a fin de interconectar el Sistema Interconectado Centro-Norte (SICN) con el Sistema Interconectado del Sur (SIS) y constituir el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

El 15 de enero de 1998, la Comisión de Promoción de Concesiones Privadas (Promcepri) adjudicó la buena pro del concurso público internacional para la concesión eléctrica del sistema de transmisión Mantaro-Socabaya a CTM. El operador estratégico para operar la Línea Mantaro-Socabaya fue *Hydro-Québec International Inc.*

El 27 de febrero de 1998, CTM suscribió con el Ministerio de Energía y Minas -en representación del Estado- el Contrato BOOT* para el diseño, suministro, construcción y explotación del Sistema de Transmisión Mantaro-Socabaya (sistema principal de transmisión) por un plazo de 33 años, luego del cual los bienes objeto de la concesión serán transferidos al Estado, las demás concesiones tienen un plazo aproximado de 30 años desde la operación. El 8 de octubre de 2000, CTM comenzó la operación de la Interconexión Mantaro-Socabaya, con lo cual se interconectó la transmisión eléctrica del SEIN.

A partir del 12 de diciembre de 2006, ISA, con la participación accionaria de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB), pasó a ser el nuevo operador estratégico de la empresa. Su domicilio legal es la ciudad de Lima -Perú-. ISA participa del 60% de su propiedad.

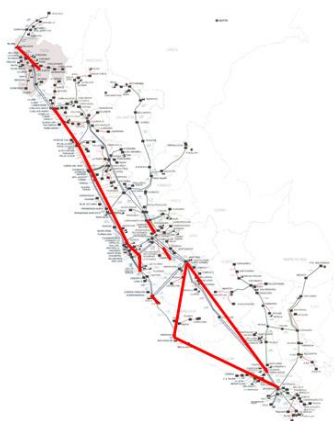
El activo está compuesto por aproximadamente 2.792 kilómetros de línea de transmisión distribuidos en las siguientes concesiones:

- Mantaro – Socabaya (Operación comercial – varias etapas).
- Chilca – La Planicie – Zapallal (Operación comercial Junio 2011).
- Ica – Independencia (Operación comercial Junio 2011).
- Zapallal – Trujillo (Operación comercial Diciembre 2012).
- Talara – Piura (Operación comercial Mayo 2013).
- Pomacocha – Carhuamayo (Operación comercial Septiembre 2013).
- Trujillo – Chiclayo (Operación comercial Junio 2014).
- Machupicchu – Cotaruse (Operación comercial Enero 2015).
- Mantaro – Marcona - Montalvo – (Operación comercial Enero 2017).
- Adjudicación en agosto de 2014 de Friaspata – Mollepata.
- 8 Contratos privados.

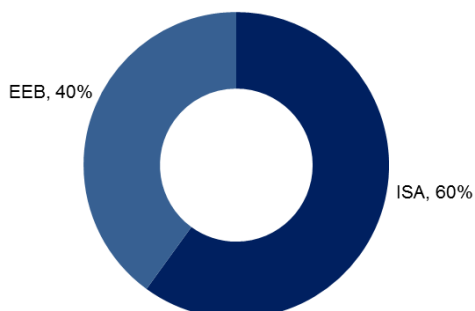
CTM cuenta con un contrato de estabilidad jurídica cuya vigencia se estableció por la duración del contrato de concesión. En este contrato se fijó la tasa de impuesto a la renta en el 30%.

*BOOT: Concesión con característica *Build, Own, Operate and Transfer* (construir, ser propietario, operar y transferir al Estado el activo al final de la concesión).

Ubicación de los activos



Participación accionaria



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Resultados financieros

| Resultados operativos Consorcio Transmantaro (USD Millones) | | | |
|---|--------------|--------------|--------------|
| | 2012 | 2013 | 2014 |
| Ingresos | 183,50 | 170,15 | 191,31 |
| Costos | (153,23) | (114,86) | (136,99) |
| Utilidad Bruta | 30,27 | 55,29 | 54,32 |
| <i>Margen Bruto</i> | 16,5% | 32,5% | 28,4% |
| Gastos | (4,67) | (4,25) | (3,73) |
| Utilidad Operacional | 25,60 | 51,03 | 50,59 |
| EBITDA ¹ | 41,88 | 74,99 | 53,72 |
| <i>Margen EBITDA</i> | 23% | 44% | 28% |
| Otros Ingresos/Egresos | (5,79) | (20,49) | (16,29) |
| Utilidad Antes de Impuestos | 19,82 | 30,55 | 34,29 |
| Impuestos | (5,45) | (10,21) | (11,20) |
| Utilidad Neta | 14,37 | 20,34 | 23,09 |

| Balance Consorcio Transmantaro (USD Millones) | | | |
|---|--------|--------|--------|
| | 2012 | 2013 | 2014 |
| Activos | 773,56 | 866,07 | 952,16 |
| Pasivos | 502,18 | 574,34 | 637,35 |
| Deuda Financiera | 324,39 | 503,21 | 543,99 |
| Patrimonio | 271,38 | 291,72 | 314,81 |

Fuente: Estados financieros Transmantaro

¹Utilidad Operativa + Depreciaciones + Amortizaciones + Provisiones

6.1.2.3 Interconexión Eléctrica Perú S.A. (ISAPERÚ)

ISAPERÚ es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Se constituyó el 16 de febrero de 2001 y su actividad principal es la transmisión de energía eléctrica, y la operación y mantenimiento de redes de transmisión. En mayo de 2013, ISA adquirió 11.304.604 acciones correspondientes al 17,07% de ISAPERÚ que eran propiedad del Fondo de Inversión en Infraestructura, Servicios Públicos y Recursos Naturales, y que eran administradas por AC Capitales SAFI. Con esta transacción ISA posee el 45,14% y Transelca conserva el 54,86%. Se firmó un contrato de concesión bajo la modalidad BOOT* por un plazo total de 32 años contados desde el inicio de construcción.

El objeto del contrato de concesión es el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación de las líneas de transmisión eléctricas y prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica. En total son dos líneas de transmisión las que conforman la compañía, con una longitud total de 393 kilómetros y 6 subestaciones:

- Pachachaca – Oroya – Carhuamayo – Paragsha – Derivación Antamina
- Aguaytía – Pucallpa

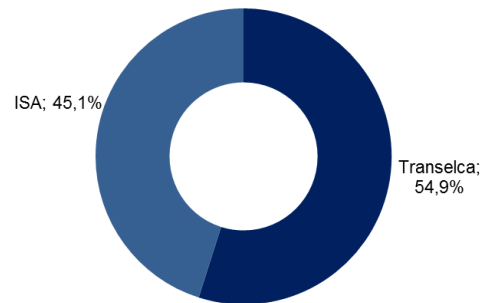
ISAPERÚ cuenta con un contrato de estabilidad jurídica cuya vigencia se estableció por la duración del contrato de concesión. En este contrato se fijó la tasa de impuesto a la renta en el 22%.

*BOOT: Concesión con característica *Build, Own, Operate and Transfer* (construir, ser propietario, operar y transferir al Estado el activo al final de la concesión).

Ubicación de los activos



Participación accionaria



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

La remuneración del sistema de acuerdo con el contrato de concesión se establece de la siguiente manera:

- Remuneración del activo: equivale a una anualidad del valor nuevo de reemplazo del activo (VNR) durante un periodo equivalente a la duración de la concesión y una tasa de actualización establecida en el contrato de concesión.
 - VNR: se actualiza con índice de inflación *de finished goods less food and energy* de EEUU.
 - Tasa de actualización: 12% de acuerdo con la ley de concesiones eléctricas.
 - Plazo: 30 años.
 - La actualización se realiza una vez al año.
- Remuneración de la operación y mantenimiento:
 - Se pacta en el contrato de concesión la remuneración de la operación y mantenimiento como un porcentaje de la remuneración del activo. Este porcentaje es equivalente al 3% de la remuneración del activo.

Resultados financieros

| Resultados operativos ISAPERÚ (USD Millones) | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|
| | 2012 | 2013 | 2014 |
| Ingresos | 11,14 | 12,26 | 13,52 |
| Costos | (3,16) | (4,02) | (4,99) |
| Utilidad Bruta | 7,98 | 8,24 | 8,53 |
| <i>Margen Bruto</i> | 71,6% | 67,2% | 63,1% |
| Gastos | (1,60) | (1,28) | (0,46) |
| Utilidad Operacional | 6,37 | 6,97 | 8,07 |
| EBITDA ¹ | 9,35 | 9,87 | 8,16 |
| <i>Margen EBITDA</i> | 84% | 80% | 60% |
| Otros Ingresos/Egresos | (0,61) | (1,40) | (0,30) |
| Utilidad Antes de Impuestos | 5,76 | 5,56 | 7,68 |
| Impuestos | (1,27) | (1,23) | (1,74) |
| Utilidad Neta | 4,49 | 4,33 | 5,94 |

Fuente: Estados financieros ISAPERÚ

¹Utilidad Operativa + Depreciaciones + Amortizaciones + Provisiones

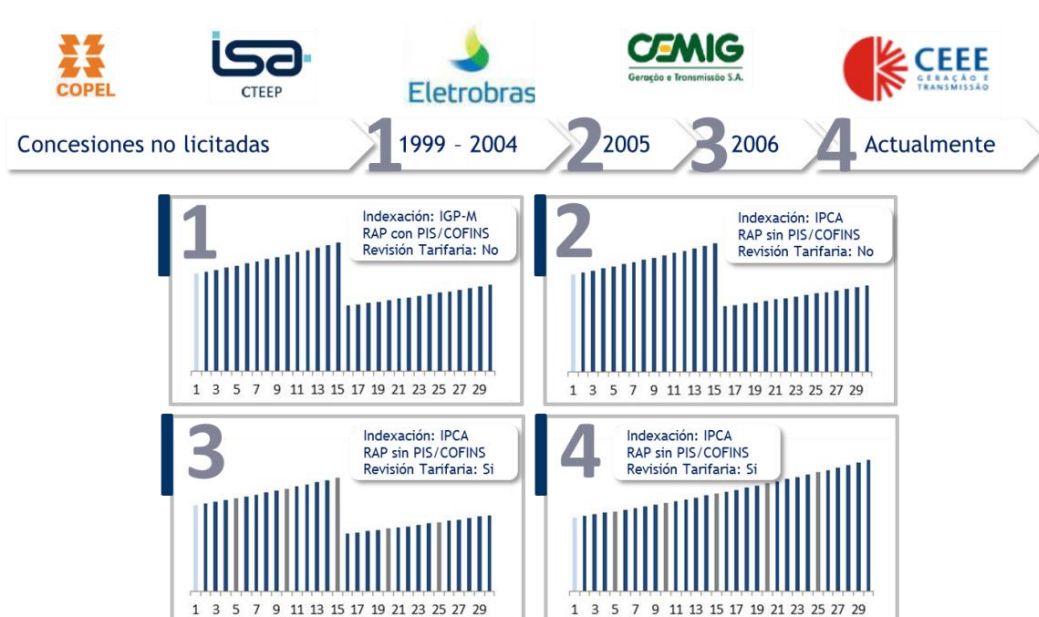
| Balance Consorcio ISAPERÚ (USD Millones) | | | |
|--|-------|-------|-------|
| | 2012 | 2013 | 2014 |
| Activos | 43,89 | 44,43 | 40,93 |
| Pasivos | 17,75 | 14,76 | 9,21 |
| Deuda Financiera | 15,12 | 12,08 | 5,34 |
| Patrimonio | 26,15 | 29,67 | 31,72 |

6.1.3 Brasil

ISA, a través de sus filiales, es un importante transportador de energía a alto voltaje en Brasil, con cerca de 22.835 km de circuito y 58.550 MVA de transformación.

Fuente: Informe de gestión ISA 2014

En el negocio de transmisión de energía en Brasil es relevante diferenciar los diferentes tipos de concesiones, ya que cada uno cuenta con diferentes esquemas de remuneración, condiciones y encargos regulatorios aplicables. COPEL, CTEEP, Eletrobras, CEMIG y CREE hacen parte de las concesiones no licitadas reglamentadas antes de 1999, año a partir del cual las concesiones de transmisión de energía han sido licitadas a partir de cuatro esquemas, como se ilustra a continuación:



RAP: Receita anual permitida (Ingreso anual permitido)

IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor – Amplo (Índice nacional de precios al consumidor armonizado)

IGP-M: Índice Geral de Preços de Mercado (Índice general de precios de mercado)

COFINS: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (Contribución para la financiación de seguridad social)

PIS: Programas de Integração Social (Programas de integración social)

Descripción detallada de los activos

- Características generales de las concesiones:
 - BOOT*
 - Plazo 30 años
 - Anualidad máxima de referencia
 - Al transferir la concesión al Estado el regulador reconoce un valor equivalente al valor de reposición del activo menos el valor de inversión depreciado.
- CTEEP cuenta con tres de los diferentes tipos de concesiones dentro de sus activos.

*BOOT: Concesión con característica *Build, Own, Operate and Transfer* (construir, ser propietario, operar y transferir al Estado el activo al final de la concesión).

| Concesión | Contrato | Participación | Plazo (años) | Vencimiento | RAP c./PV (06.2013) | Longitud (Km) | Transformación (MVA) |
|-------------------------------|----------|---------------|--------------|-------------|------------------------|------------------|----------------------|
| CTEEP | 059/2001 | 100% | 30 | 31/12/42 | 524.952 | 19.189 | 45.587 |
| CTEEP 2 | 143/2001 | 100% | 30 | 20/12/31 | 17.104 | | |
| IEMG | 004/2007 | 100% | 30 | 23/04/37 | 14.636 | 172 | NA |
| Pinheiros | 012/2008 | 100% | 30 | 15/10/38 | 9.003 | | |
| Pinheiros 2 | 015/2008 | 100% | 30 | 15/10/38 | 17.874 | 6 | 3.900 |
| Pinheiros 3 | 018/2008 | 100% | 30 | 15/10/38 | 3.543 | | |
| Pinheiros 4 | 021/2011 | 100% | 30 | 09/12/41 | 4.886 | | |
| Serra do Japi | 026/2009 | 100% | 30 | 18/11/39 | 2.934 | 11 | 1.600 |
| Evrecy | 020/2008 | 100% | 30 | 17/07/25 | 8.821 | 154 | 450 |
| IENNE ¹ | 001/2008 | 25% | 30 | 16/03/38 | 33.654 | 720 | NA |
| IESul ¹ | 013/2008 | 50% | 30 | 15/10/38 | 421 | 185 | 750 |
| IESul ¹ | 016/2008 | 50% | 30 | 15/10/38 | 7.015 | | |
| IEMadeira (**) ¹ | 013/2009 | 51% | 30 | 25/02/39 | 233.173 | 2.735 | 6.100 |
| IEMadeira (**) ¹ | 015/2009 | 51% | 30 | 25/02/39 | 200.812 | | |
| IEGaranhuns (**) ¹ | 022/2011 | 51% | 30 | 09/12/41 | 76.521 | 751 | 2.100 |

¹ No consolida en CTEEP por la norma contable CPC (19) y CPC (36)

** En fase pre operativa

Las tarifas de dichas concesiones son revisadas cada cinco años, con excepción del contrato CTEEP 143/2001, donde no hay revisión tarifaria y Evrecy 020/2008, en la cual la revisión es cada cuatro años.

| Infraestructura eléctrica en Brasil | | | | |
|-------------------------------------|------------------------------|----------------------|--|----------------------|
| Empresa | Infraestructura en operación | | Infraestructura en construcción (valor inversión aprox USD 130 millones) | |
| Controladas | Transmisión (km de circuito) | Transformación (MVA) | Transmisión (km de circuito) | Transformación (MVA) |
| CTEEP | 19.189 | 45.750 | | |
| IEMG | 172 | | | |
| PINHEIROS | 6 | 3.900 | | 900 |
| SERRA DO JAPI | | 1.600 | | 400 |
| EVRECY | 154 | 450 | | |
| TOTAL | 19.521 | 51.700 | | 1.300 |
| No controladas | Transmisión (km de circuito) | Transformación (MVA) | Transmisión (km de circuito) | Transformación (MVA) |
| IE MADEIRA | 2.385 | 6.100 | | |
| IENNE | 720 | | | |
| IESUL | 208 | 750 | | |
| IE GARANHUNS | | | 838 | 2.100 |
| TOTAL | 3.313 | 6.850 | 838 | 2.100 |

Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Proyectos puestos en servicio

- Interligação Elétrica do Madeira –IE MADEIRA–: En 2013 entró en operación comercial la línea del sistema de transmisión del Complejo del Río Madeira, también conocida como “Linhão do Madeira” a 600 kV. En 2014 entraron en operación las subestaciones colectora de corriente continua Porto Velho CA/CC 500/600 kV (3.150 MVA) e inversora Araraquara 2 CC/CA 600/500 kV (2.950 MVA). Esta línea que cruza Brasil de Norte a Sudeste, es considerada una de las líneas de transmisión en corriente continua (600 kV) más extensas del mundo (2.385 km), atraviesa 5 estados y conecta las centrales hidroeléctricas Santo Antônio (3.150 MW) y Jirau (3.450 MW) del Complejo Hidroeléctrico Río Madeira (el proyecto energético más grande de la Amazonía) con el Estado de São Paulo.

Otros proyectos energizados en 2014 fueron:

- Interligação Elétrica Pinheiros –PINHEIROS–: con una inversión de USD 2,3 millones entró en servicio una ampliación en la subestación Piratininga II a 345/138 kV.
- EVRECY: con una inversión cercana a USD 4,8 millones, entró en servicio una ampliación en la subestación Conselheiro Pena a 230 kV.
- Interligação Elétrica Sul –IESUL–: con una inversión de USD 22 millones entró en servicio la línea de transmisión Joinville Norte - Curitiba a 230 kV (100 km), entre los estados de Santa Catarina y Paraná.

6.1.3.1 Compañía de Transmisión de Energía Eléctrica Paulista (CTEEP)

CTEEP es una Sociedad brasilera con domicilio en la ciudad de São Paulo –Brasil–. Inició operaciones comerciales el 1º de abril de 1999 y se encuentra autorizada para operar como concesionaria de servicio público de energía eléctrica. La duración de la Sociedad es indefinida y tiene como actividades principales la

planificación, la construcción y la operación de sistemas de transmisión de energía eléctrica, así como programas de investigación y desarrollo que tengan que ver con transporte de energía y otras actividades correlacionadas a la tecnología disponible. En la actualidad ISA Capital do Brasil S.A. posee el 37,81% del capital social de esta Sociedad y el 89,5% sobre las acciones ordinarias.

Indemnización por los activos no amortizados y/o depreciados

Con respecto a la terminación anticipada del Contrato de Concesión 059 de 2001, es importante resaltar que de los BRL 2.891 millones correspondientes a la indemnización por las nuevas inversiones (activos posteriores a mayo de 2000), CTEEP recibió en enero de 2013 el 50% y el otro 50% restante lo recibe en 31 cuotas mensuales indexadas al IPCA + 5,59% a.a. a partir de enero de 2013. De forma paralela, el Gobierno de Brasil continúa realizando los estudios pertinentes para definir el valor de la indemnización pendiente sobre los activos del sistema existente (anteriores a mayo de 2000), así como de las mejoras realizadas.

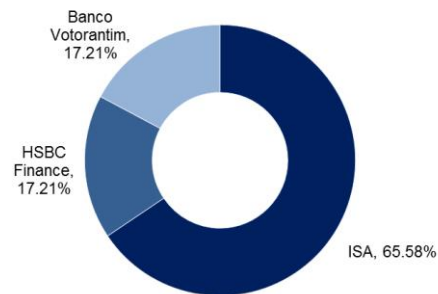
El 13 de agosto del 2014 CTEEP entregó a ANEEL¹ el informe del avalúo técnico de sus activos no depreciados y/o amortizados a mayo del 2000, cuyo valor fue de BRL 5.186 Millones (Valor base diciembre de 2012). El 8 de enero de 2015, CTEEP recibió el informe de fiscalización por parte del regulador con un valor estimado de indemnización de BRL 3.605 Millones (Valor base diciembre de 2012). CTEEP presentó recurso de reposición para controvertir el valor presentado en el informe de fiscalización. Pendientes: valor de indemnización, actualización monetaria, forma y plazo para el pago y tratamiento tributario.

¹ Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica)

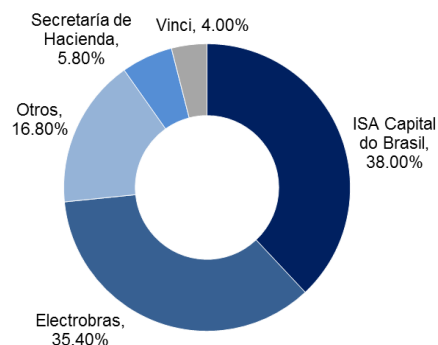
Ubicación de los activos



Participación accionaria (ISA Capital do Brasil)



Participación accionaria (CTEEP)



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Resultados financieros

| Resultados operativos CTEEP consolidado (BRL Millones) | | | |
|--|--------------|--------------|------------|
| | 2012 | 2013 | 2014 |
| Ingresos | 2.819 | 981 | 1.103 |
| Costos | (1.251) | (564) | (542) |
| Utilidad Bruta | 1.568 | 417 | 561 |
| <i>Margen Bruto</i> | 55,6% | 42,5% | 1 |
| Gastos | (130) | (691) | (204) |
| Utilidad Operacional | 1.438 | (273) | 357 |
| EBITDA | 1.472 | 347 | 488 |
| <i>Margen EBITDA</i> | 52,2% | 35,3% | 0 |
| Otros Ingresos/Egresos | (211) | 136 | 103 |
| Utilidad Antes de Impuestos | 1.227 | (137) | 460 |
| Impuestos | (383) | 169 | (80) |
| Utilidad Neta | 843 | 32 | 380 |

Fuente: Estados financieros CTEEP

| Balance CTEEP consolidado (BRL Millones) | | | |
|--|-------|-------|-------|
| | 2012 | 2013 | 2014 |
| Activos | 9.837 | 7.011 | 7.143 |
| Pasivos | 4.758 | 2.098 | 1.977 |
| Deuda Financiera | 3.694 | 1.239 | 1.192 |
| Patrimonio | 5.078 | 4.912 | 5.166 |

6.1.3.2 Interligação Elétrica de Madeira (IEMADEIRA)

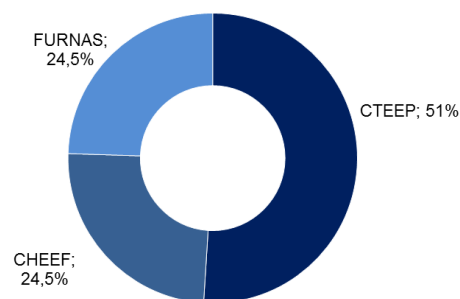
Constituida en diciembre de 2008 para desarrollar la concesión obtenida en los lotes D y F de la licitación 007/2008 de ANEEL:

- Lote D: Línea de transmisión Coletora Porto Velho – Araraquara 2 No 01 en CC 2.375 km.
- Lote F: Estación rectificadora No 02 CA/CC 3,150 MW; Estación inversora No 02 CC/CA 2.950 MW.

Ubicación de los activos



Participación accionaria



Fuente: Informe de gestión ISA, 2013

6.1.3.3 Interligação Elétrica Garanhuns (IEGARANHUNS)

Constituida en octubre de 2011 para desarrollar la concesión obtenida en el lote L de la licitación 004/20011 de ANEEL:

- Lote L:
 - LT Luiz Gonzaga – Garanhuns 500 kV
 - LT Garanhuns – Pau Ferro 500 kV
 - LT Garanhuns – Campira Grande 500 kV
 - LT Garanhuns – Angelim 500 kV
 - SE Garanhuns
 - SE Pau Ferro

Ubicación de los activos



Fuente: Informe de gestión ISA, 2013

Participación accionaria



6.1.3.4 Interligação Elétrica Sul (IESUL)

Constituida en julio de 2008 para desarrollar la concesión obtenida en los lotes F e I de la licitación 004/2008 de ANEEL:

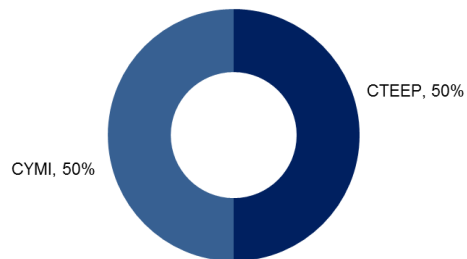
- Lote F:
 - LT Nova Santa Rita – Scharlau
 - SE Scharlau.
- Lote I:
 - LT Joinville Norte – Curitiba
 - LT Jorge Lacerda – Siderópolis
 - SE Forquilha

Ubicación de los activos



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Participación accionaria



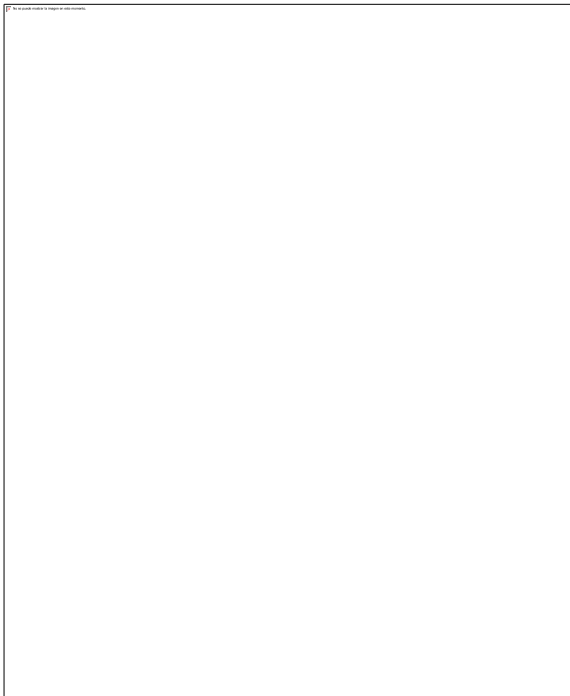
6.1.4 Chile

6.1.4.1 Interchile

Interchile fue constituida como filial de ISA en 2012, tiene actualmente dos proyectos adjudicados que representan una inversión estimada de USD 1.000 millones:

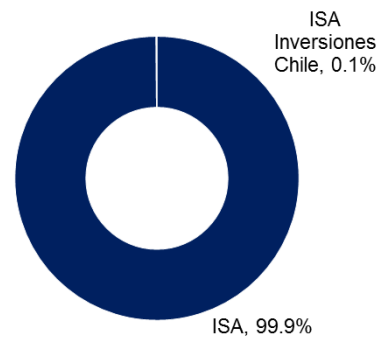
- Nueva Línea Cardones – Polpaico y subestaciones asociadas:
 - Adjudicada en octubre de 2012.
 - Pertenece al Sistema Interconectado Central.
 - 1.498 km de circuito de transmisión a 500 Kv.
 - USD 62,8 MM de ingresos anuales estimados.
 - 60 meses de periodo de construcción.
 - Inversión aproximada entre USD 800 MM y USD 900 MM.
 - En septiembre de 2014, la Compañía gana también el proyecto para los bancos transformadores asociados a estas nuevas líneas, lo que le representaría ingresos adicionales de USD 2,6 MM y una inversión de referencia de USD 76 MM.
- Nueva Línea Encuentro – Lagunas y subestaciones asociadas:
 - Adjudicada en junio de 2013.
 - Pertenece al Sistema Interconectado del Norte Grande.
 - 376 km de circuito de transmisión a 220 Kv.
 - USD 5,9 MM de ingresos anuales estimados.
 - 42 meses de periodo de construcción.
 - Inversión aproximada de USD 80 MM.

Ubicación de los activos



Fuente: CDEC-SIC, CDEC-SING

Participación accionaria



Remuneración de los activos:

Para las instalaciones nuevas, tiene lugar una licitación que se resuelve según el valor anual de la transmisión por tramo (VATT) que requieran las empresas oferentes y que contempla el valor de la inversión (AVI) y los costos de operación y mantenimiento (COMA). El VATT resultante de la licitación, indexado según las especificaciones del contrato, constituye la remuneración de las nuevas líneas troncales y se aplica durante cinco períodos tarifarios, de cuatro años cada uno. Después de este periodo, la remuneración de los activos existentes es establecida cada cuatro años por el Gobierno, sobre la base de un estudio realizado por consultores independientes.

6.1.5 Bolivia

6.1.5.1 ISA Bolivia

En Bolivia, ISA cuenta con 588 kms distribuidos en 4 líneas de transmisión y 5 subestaciones de 230 Kv. Cada una de las concesiones deberá revertir los activos al estado una vez finalice el plazo.

- Descripción del contrato:
 - Tipo: BOOT*
 - Plazo: 30 años desde el comienzo de operación
 - Remuneración de los activos: Equivale a una anualidad del costo de inversión del activo durante un periodo equivalente a la duración de la concesión y una tasa de actualización establecida en el contrato de concesión, que para la actualidad es del 10% según la Ley de Electricidad en Bolivia. La remuneración de los activos eléctricos en este país tiene la siguiente particularidad:
 - Remuneración durante los primeros 15 años de la concesión: Se remunera el costo anual de inversión y también el costo anual de operación, mantenimiento y administración (AOM) que corresponde al 3% del costo de la inversión.
 - Remuneración durante los restantes 15 años de la concesión: Sólo se remunera el costo anual de operación, mantenimiento y administración (AOM).

El anterior esquema de remuneración aplica para todos los activos eléctricos bajo concesión de ISA Bolivia, excepto para la subestación Arboleda que remunera inversión y AOM durante los 30 años de concesión.

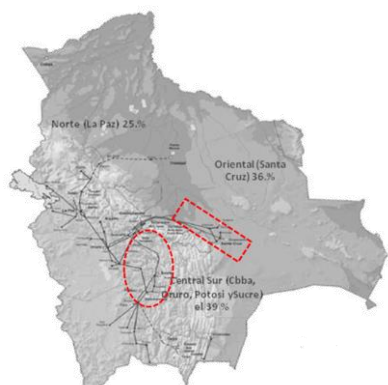
*BOOT: Concesión con característica *Build, Own, Operate and Transfer* (construir, ser propietario, operar y transferir al Estado el activo al final de la concesión).

| Infraestructura eléctrica en Bolivia | | | | |
|--------------------------------------|------------------------------|----------------------|--|----------------------|
| Empresa | Infraestructura en operación | | Infraestructura en construcción (valor inversión aprox USD 8 millones) | |
| | Transmisión (km de circuito) | Transformación (MVA) | Transmisión (km de circuito) | Transformación (MVA) |
| ISA Bolivia | 588 | 370 | | 150 |

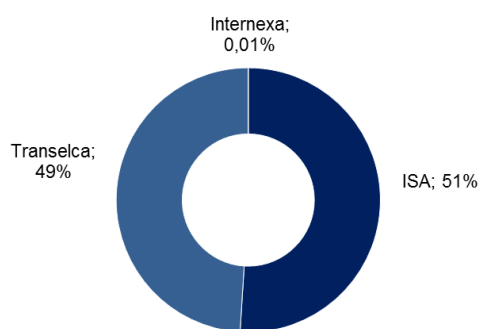
Fuente: Informe de gestión ISA 2014

ISA Bolivia adelanta la construcción de un proyecto para ampliar la subestación Sucre a 230/115 kV, el cual forma parte del plan de expansión del Sistema Interconectado Nacional. El proyecto que demandará una inversión de USD 8 millones, comprende la instalación de un banco de autotransformadores 230kV/115kV con una capacidad de 150 MVA y la conexión de la línea de transmisión Sucre-Padilla a 115 kV para evitar racionamientos en el área rural de Sucre; y de la línea Sucre-Karachipampa-Potosí a 115 kV que aumentará la confiabilidad del servicio en el Sur del país.

Ubicación de los activos



Participación accionaria



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Resultados financieros

| Resultados operativos Isa Bolivia (USD millones) | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|
| | 2012 | 2013 | 2014* |
| Ingresos | 19,74 | 21,44 | 22,58 |
| Costos | 9,43 | 10,29 | 10,45 |
| Utilidad Bruta | 10,32 | 11,15 | 12,13 |
| <i>Margen Bruto</i> | 52,3% | 52,0% | 53,7% |
| Gastos | 1,93 | 2,42 | 2,77 |
| Utilidad Operacional | 8,39 | 8,73 | 9,36 |
| EBITDA | 15,80 | 16,76 | 17,79 |
| <i>Margen EBITDA</i> | 80,0% | 78,2% | 78,8% |
| Otros Ingresos/Egresos | (1,45) | (0,86) | ND |
| Utilidad Antes de Impuestos | 6,94 | 7,87 | ND |
| Impuestos | 2,59 | 3,04 | ND |
| Utilidad Neta | 4,34 | 4,83 | 5,12 |

| Balance ISA Bolivia (USD millones) | | | |
|------------------------------------|-------|-------|-------|
| | 2012 | 2013 | 2014 |
| Activos | 79,55 | 82,18 | 79,37 |
| Pasivos | 37,45 | 37,16 | 31,40 |
| Deuda Financiera | 32,17 | 27,33 | 21,71 |
| Patrimonio | 42,10 | 45,02 | 47,97 |

*Algunos datos fueron calculados con base en la información publicada en la memoria anual de 2014 de Isa Bolivia.

ND: No disponible

Fuente: Estados financieros ISA Bolivia

6.2 NEGOCIO DE TRANSPORTE DE TELECOMUNICACIONES

La industria de las telecomunicaciones agrupa empresas de medios, contenidos, servicios de acceso a Internet, telefonía fija, telefonía móvil, transporte de datos, etc. Actualmente los ciclos de innovación en esta industria son liderados por el almacenamiento en la nube, la proliferación de aplicaciones para Smartphone y el crecimiento de la banda ancha móvil; razones por las cuales, los operadores de telecomunicaciones buscan

integrarse para presentar una oferta de valor más amplia, al tiempo que se ven obligados a acelerar sus ciclos de renovación tecnológica.

La participación de ISA en este negocio está materializada a través de su filial Internexa, compañía líder en infraestructuras de conectividad y soluciones en telecomunicaciones en Latinoamérica dedicada al negocio de transporte de información. Cuenta con presencia en Colombia, Brasil, Perú, Chile, Ecuador, Argentina, Venezuela y Bolivia.

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 fibra óptica, brindando conectividad a cerca de 100 ciudades en Venezuela, Colombia, Ecuador, Perú, Chile, Argentina y Brasil. Adicionalmente, complementa las redes terrestres con acceso a siete cabezas de cables submarinos y es propietaria de capacidad en ARCOS 1.

Finalmente, la red de Internexa es abierta para todos los operadores, lo que quiere decir que la compañía comercializa capacidades sobre su red a todos los jugadores que deseen contratar sus servicios, generando así un escenario de mayor competencia en las regiones a donde llega su red, lo que en definitiva impacta en la eficiencia de la cadena de valor de la industria de telecomunicaciones. En este sentido, su portafolio de servicios está desarrollado en tres ejes:

1. Infraestructura: Conectividad entre más de 170 ciudades a nivel nacional y regional, empleando tecnologías flexibles que se adapten a las necesidades del cliente (SDH-PDH, DWDM, MPLS y *Carrier Ethernet*), con la mayor disponibilidad y seguridad en el mercado.
2. IP: Acceso a la red mundial de Internet, con contenidos y aplicaciones privilegiadas en redes públicas o privadas, con la menor latencia promedio del mercado, que le garantizan una óptima experiencia al usuario.
3. Productos especiales de tecnologías de la información: Servicios especiales diseñados para industrias ubicadas de manera estratégica sobre las redes de Internexa, que requieren conectividad ininterrumpida para garantizar el éxito del negocio.

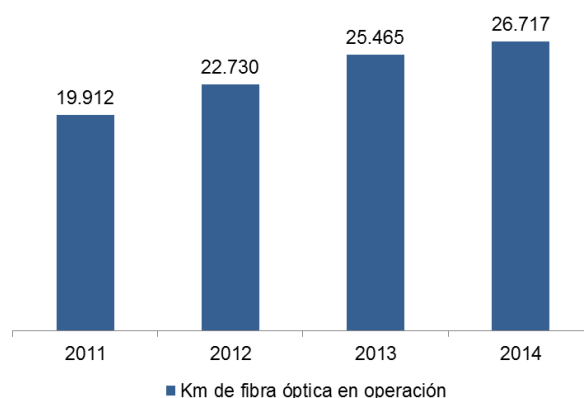
Internexa desarrolla, interconecta, opera y comercializa infraestructuras de transporte de información para diferentes grupos de clientes, a través de productos especializados que presentan ofertas de valor específicas, con tres focos estratégicos:

- Un primer foco estratégico tiene como objetivo brindar acceso a infraestructuras de transporte de información a operadores de telecomunicaciones e integradores (*Business Process Outsourcing – BPO–* y Tecnologías de la Información y las Comunicaciones –TIC–), que requieren una infraestructura confiable y con altos estándares de disponibilidad.
- El segundo pretende convertir a Internexa en el mayor operador IP de Suramérica, para ello viene fortaleciendo su oferta de servicios de acceso a Internet para operadores, medios de comunicación y otros actores, configurando varios centros de datos (Colombia, Perú, Chile y Brasil) a los cuales se han migrado contenidos digitales relevantes, alojados en Estados Unidos y Europa, y que hoy están disponibles en Latinoamérica, gracias a los acuerdos realizados con los más importantes *Content*

Delivery Networks –CDN– a nivel mundial. En la medida que los CDN están conectados a la red, los operadores ponen a disposición de sus usuarios ese contenido, con tiempos de acceso ostensiblemente menores a los que se obtienen cuando los contenidos están alojados fuera de la región. Actualmente, Internexa tiene acuerdos con 15 CDN, prácticamente la totalidad de los grandes jugadores mundiales.

- Finalmente, la compañía brinda soluciones integradas de TIC, de manera autónoma o en alianza con integradores, a industrias específicas, localizadas de manera sinérgica en el territorio respecto de la red de Internexa, en donde la compañía, por su cercanía geográfica, tiene la capacidad de acercar la mejor oferta de valor.

Infraestructura de conectividad en telecomunicaciones



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Para atender las necesidades del negocio y las diferentes geografías, la compañía cuenta con presencia directa en cada uno de los mercados que atiende.

Participación accionaria de ISA en las empresas de esta unidad de negocio

| Empresa | % Directo ISA | % Indirecto | A través de la filial |
|---|---------------|-------------|--------------------------------|
| Telecomunicaciones | | | |
| Internexa S.A. | 99,4% | 0,0% | Transelca S.A. ESP |
| Internexa S.A. (Perú) | 0,0% | 100,0% | Internexa S.A. |
| Internexa Chile S.A. | 0,0% | 99,0% | Internexa S.A. |
| Internexa Brasil Operadora de Telecomunicacoes S.A. | 0,0% | 100,0% | Internexa Participacoes S.A. |
| Transamerican Telecommunication S.A. (Internexa Argentina S.A.) | 0,0% | 98,5% | Internexa S.A. |
| | | 1,5% | Internexa Perú |
| REDCA | 0,0% | 11,1% | Internexa S.A. |
| Transnexa S.A. E.M.A. | 0,0% | 5,0% | Internexa S.A. |
| | | 45,0% | Internexa Perú |
| NQIG | 0,0% | 100,0% | ITX Capital Participacoes LTDA |
| Internexa Rio | 0,0% | 12,4% | ITX Capital Participacoes LTDA |
| IPNET | 0,0% | 87,6% | NQIG |
| | | 100,0% | ITX Capital Participacoes LTDA |

Fuente: Resultados Financieros ISA cuarto trimestre 2014

INTERNEXA consolidó su proceso de expansión internacional, con la adquisición de NQT en el Estado de Río de Janeiro; y la adecuación de infraestructura e inicio de operaciones comerciales en Chile, Argentina y Brasil,

cerrando así el anillo continental de fibra óptica terrestre totalmente interconectada. Dicho proceso comprobó la efectividad de la estrategia ya que por primera vez desde 2009, INTERNEXA cerró el año con utilidades cercanas a USD 4 millones.

EVOLUCIÓN NEGOCIO TRANSPORTE DE TELECOMUNICACIONES

6.3 NEGOCIO DE CONCESIONES VIALES

ISA estructura, diseña, construye, opera y mantiene infraestructura vial. Para la operación y el mantenimiento considera los estándares establecidos por el ente regulador del negocio en cada país y se soporta en procesos que garanticen excelencia operativa y seguridad para los usuarios.



6.3.1 Chile

Las inversiones en el negocio de concesiones se hacen a través de Intervial Chile y cuenta con 5 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. Las concesiones son: Ruta del Maipo, Ruta del Maule, Ruta del Bosque, Ruta de la Araucanía y Ruta de los Ríos.

| Concesionarias | Ruta del Maipo | Ruta del Maule | Ruta del Bosque | Ruta de la Araucanía | Ruta de los Ríos | Total |
|-------------------|------------------|-----------------|----------------------|----------------------|--------------------|----------------------|
| Tramo | Santiago - Talca | Talca - Chillán | Chillán - Collipulli | Collipuli - Temuco | Temuco - Río Bueno | Santiago - Río Bueno |
| Longitud (km) | 237 | 193 | 161 | 144 | 172 | 907 |
| Peajes troncales | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 11 |
| Peajes laterales | 39 | 16 | 16 | 8 | 5 | 84 |
| Áreas de servicio | 4 | 4 | 3 | 3 | 4 | 18 |
| Inicio concesión | 1998 | 1996 | 1997 | 1998 | 1997 | - |
| Fin concesión | Variable - MDI | Variable - MDI | Variable - MDI | Variable - MDI | 2023 | - |
| Participación | 100% | 100% | 100% | 100% | 75% | - |

Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Tráfico e ingresos

Desde el año 2003 las concesionarias, excepto Ruta de los Ríos, se adhieron al Mecanismo de Distribución de Ingresos –MDI–, con el cual el plazo de la concesión se convierte en variable y el fin de la misma dependerá del momento en que se alcance un valor presente del ingreso esperado.

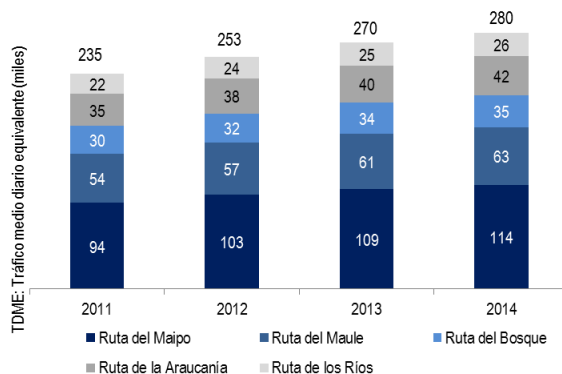
De acuerdo con los contratos de concesión, el Ministerio de Obras Públicas –MOP–, paga una subvención anual para aquellas de menor flujo vehicular, la cual aplica para Ruta del Bosque y Ruta de los Ríos.

Igualmente, para las concesionarias que realizan durante el año una buena gestión de seguridad en la ruta (disminuyendo los índices de accidentalidad y de personas fallecidas respecto a un año base) el MOP les autoriza para el año siguiente un incremento en la tarifa hasta de 5%, denominado Premio de Seguridad Vial –PSV–. El monto correspondiente al PSV no suma dentro de la base de ingresos regulados que computan las concesionarias para el MDI, excepto para Ruta del Maule.

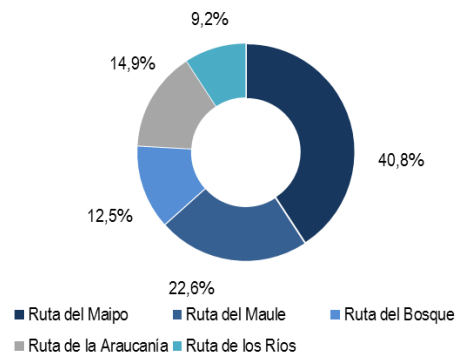
Desde 2010 el tráfico registrado anualmente y los ingresos percibidos por peajes presentan una tendencia en línea con el crecimiento experimentado por la economía chilena.

En 2014 el tráfico en las cinco concesionarias registró un incremento de 3,7% frente a 2013; los crecimientos a nivel de las concesiones estuvieron en línea con la cifra total de crecimiento, excepto Ruta de los Ríos (5%) y Ruta del Maipo (4,3%). Es importante resaltar que la tasa compuesta anualizada de crecimiento de los tráficos ha sido 6%, desde 2010.

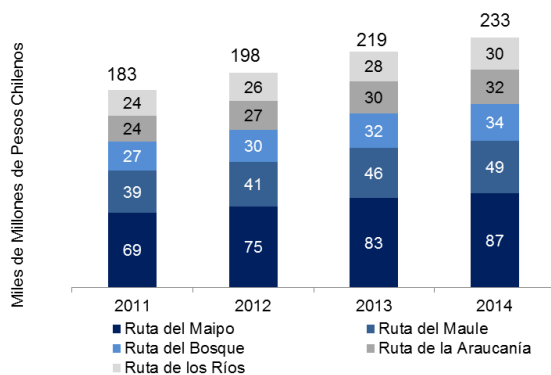
Comportamiento tráfico



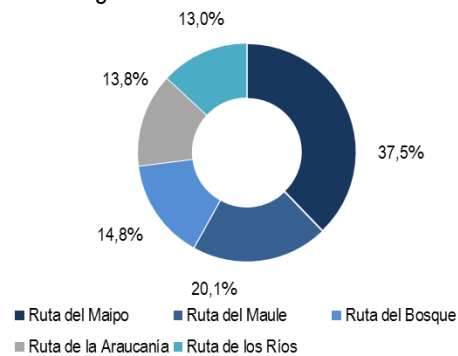
Composición tráfico



Comportamiento ingresos



Composición ingresos



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Obras de mantenimiento, seguridad y servicio

Las concesionarias ejecutan anualmente sus planes de mantenimiento rutinarios y mayores con el fin de prolongar la vida de las carreteras y garantizar altos estándares de servicio y seguridad vial. En 2014, las obras de mantenimiento mayor demandaron inversiones cercanas a USD 20 millones y las del rutinario USD 11 millones.

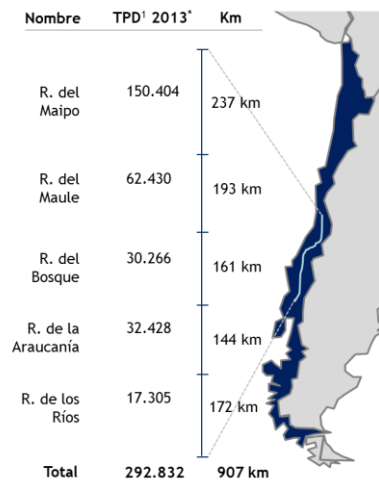
Debido al aumento del tráfico hacia el Sur entre Santiago y Rancagua, el MOP decidió aumentar la capacidad de la ruta con la construcción de una tercera pista en ambas calzadas. El proyecto fue dividido en tres tramos y contempla las siguientes obras:

- Tercera pista con una longitud de 39 km en ambos sentidos.
- Traslado del peaje Angostura (el más grande del país).
- Construcción de un edificio institucional para la concesionaria y una sala de control para el peaje.

En 2014 comenzó la construcción del tramo dos (7 km), entre el acceso Sur a Santiago (km 51) y el Puente Peuco (km 58), lo que permitirá ampliar la capacidad de las vías y mitigar la congestión que se produce en puntos críticos de esta carretera, así como la relocalización del peaje Angostura. Las obras estarán operativas en el segundo semestre del año 2016 y demandarán una inversión cercana a USD 80 millones.

Fuente: Informe de gestión ISA 2014

Ubicación de los activos



Fuente: Informe de gestión ISA 2014 ¹TPD: Tráfico promedio diario

Participación accionaria Intervial Chile



Características generales de los contratos:

- BOOT*
- Plazo variable sujeto al alcance de los ingresos según el MDI (Mecanismo de Distribución de Ingresos). No aplica para Ruta de los Ríos.
- Tarifa (peaje): crecimiento con IPC. Se pueden tener incrementos adicionales por Premio de Seguridad Vial
- Cuenta con Ingreso Mínimo Garantizado (IMG).

*BOOT: Concesión con característica *Build, Own, Operate and Transfer* (construir, ser propietario, operar y transferir al Estado el activo al final de la concesión).

Las autopistas tienen una velocidad de diseño de 120 km/h, cuentan con 293 puentes, 368 estructuras (pasos de nivel y enlaces), 188 pasarelas peatonales y 95 plazas de peaje, por las cuales transitaron más de 100 millones de vehículos durante 2014.

Las compañías están certificadas para el servicio de explotación de concesiones viales bajo la Norma Internacional de Calidad UNE-EN-ISO 9001:2008. En 2014, la Asociación Española de Normalización y Certificación –AENOR–, seccional Chile, ratificó dicha certificación.

Resultados financieros

| Resultados operativos ¹ Intervial Chile (CLP Millones) | | | | Balance Intervial Chile (CLP Millones) | | | |
|---|---------------|---------------|---------------|--|--------------|--------------|--------------|
| | 2012 | 2013 | 2014 | | 2012 | 2013 | 2014 |
| Ingresos | 58.668 | 64.291 | 72.902 | Activo | 1.964.592,39 | 1.914.679,09 | 1.911.848,46 |
| Gastos por beneficio a los empleados | (6.448) | (7.666) | (7.885) | Pasivo | 1.482.922,80 | 1.408.172,75 | 1.388.980,67 |
| Otros gastos, por naturaleza | (47.029) | (51.120) | (57.889) | Deuda Financiera | 1.395.514,78 | 1.320.293,35 | 1.296.221,64 |
| Otras ganancias (pérdidas) | 1.196 | 204 | 240 | Patrimonio | 473.444,36 | 497.514,84 | 513.923,34 |
| EBITDA ² | 127.812 | 206.859 | 157.238 | Interes minoritario | 8.225,23 | 8.991,49 | 8.944,45 |
| Ingresos financieros | 190.575 | 187.572 | 174.514 | | | | |
| Costos financieros | (134.795) | (126.743) | (143.654) | | | | |
| Utilidad antes de impuestos | 59.595 | 63.065 | 34.616 | | | | |
| Impuestos | (16.152) | (6.980) | (12.793) | | | | |
| Utilidad Neta | 43.443 | 56.085 | 21.823 | | | | |

¹ Bajo NIIF

² Medición no NIIF. Para su pago se consideran, entre otros, los ingresos por peajes (no tenidos en cuenta dentro de los ingresos bajo NIIF), costos directos e indirectos y los pagos por infraestructura al MOP.

Fuente: Estados Financieros: Intervial Chile

6.3.2 Colombia

Para materializar su intención estratégica de capturar las oportunidades en la región, con foco en Colombia, ISA modificó la denominación de la sociedad Autopistas de la Montaña por Intervial Colombia, vehículo mediante el cual desarrollará el Negocio de Concesiones Viales en el país.

En 2014, INTERVIAL COLOMBIA, filial de ISA concebida para desarrollar el negocio de Concesiones Viales en el país participó, en unión con la firma Cintra Colombia Infraestructuras, en la primera ola del programa de Cuarta Generación de Concesiones Viales promovido por la Agencia Nacional de Infraestructura –ANI–.

En el marco de este programa, se realizaron los estudios técnicos y financieros requeridos para el proyecto Honda - Girardot - Puerto Salgar, pero finalmente se decidió no presentar oferta.

También se adelantaron los análisis preliminares para los otros cinco proyectos de la segunda ola, en los cuales la Compañía se encuentra precalificada. Los procesos licitatorios correspondientes se llevarán a cabo en 2015 y adelantarán los análisis de los pliegos de condiciones respectivos para definir la conveniencia de la participación de ISA.

Se describen a continuación los proyectos en los que la estructura plural resultó precalificada:

- Grupo 13: Neiva - Girardot, obra que beneficiará directamente a los departamentos de Huila, Tolima y Cundinamarca, la cual es clave para la conexión Norte - Sur a través del valle del Río Magdalena. Costo estimado COP 2,41 billones (Capex y Opex).
- Grupo 16: Palmar de Varela - Puerta de Hierro y Carreto - Cruz del Viso, el cual beneficiará directamente a los habitantes de los departamentos de Sucre, Bolívar y Atlántico. Costo estimado COP 1,24 billones (Capex y Opex).

- Grupo 17: Santana - Mocoa - Neiva, que beneficiará la conexión con Ecuador. Costo estimado COP 2,97 billones (Capex y Opex).
- Grupo 18: Popayán - Santander de Quilichao. Costo estimado COP 1,7 billones (Capex y Opex).
- Grupo 19: Bogotá - Villavicencio - El Tablón. Costo estimado COP 2,31 billones (Capex y Opex).

Fuente: Informe de gestión ISA 2014

6.4 NEGOCIO DE GESTIÓN INTELIGENTE DE SISTEMAS DE TIEMPO REAL

La Gestión de Sistemas de Tiempo Real consiste en la planeación, diseño, optimización, puesta en servicio, operación, administración o gerenciamiento de sistemas transaccionales o plataformas tecnológicas, que involucran el intercambio de información con valor agregado, y mercados de bienes y servicios relacionados.

La experiencia y conocimiento desarrollados por XM en la operación del sistema eléctrico y la administración del mercado de electricidad, le permiten a través de sus empresas, brindar a los sectores eléctrico, financiero y de tránsito y transporte soluciones inteligentes basadas en la tecnología y el conocimiento adquiridos.

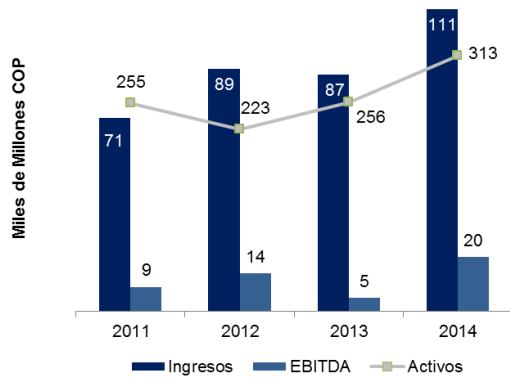
Soportado en sus competencias realiza la supervisión, coordinación y agregación de valor a la información, por medio de sistemas inteligentes de tiempo real asociados a infraestructuras y plataformas transaccionales para mercados de bienes y servicios.

XM desarrolla su actuación en el marco de una mega tendencia que el mundo ha denominado “ciudades inteligentes”, en las que las “redes inteligentes” operan como sistemas de tiempo real, permitiendo el control y la operación de procesos complejos de gran impacto como es el despacho de la energía eléctrica y la coordinación del tránsito urbano.

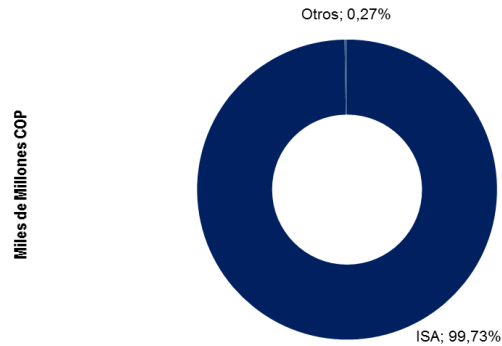
En 2014 XM, asumió el reto de repensarse, para lo cual realizó un proceso de actualización estratégica, que confirmó como tema dominante “sistemas inteligentes de tiempo real”. Posteriormente se analizó la aplicabilidad del tema dominante a otros campos de la economía, dando como resultado la selección de sectores estratégicos con alto grado de complejidad y problemáticas retadoras que, más que ser vistos como barreras de entrada, se convierten en oportunidades afines a lo que le apasiona hacer a XM: transformar el entorno con soluciones que generan bienestar.

Finalmente, para convertir las oportunidades detectadas en verdaderos negocios, la compañía formuló un plan táctico para el desarrollo, fortalecimiento y alineación de las capacidades organizacionales, las competencias, los planes comerciales, la gestión de alianzas y el relacionamiento, entre otros.

Evolución negocio gestión inteligente de sistemas de tiempo real



Participación accionaria XM



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

6.4.1 Sector Eléctrico

XM realiza la planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional –SIN–; administra el Sistema de Intercambios Comerciales –SIC– en el Mercado de Energía Mayorista –MEM–; administra las Transacciones Internacionales de Electricidad –TIE– con Ecuador; efectúa la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del SIN.

Como operador del SIN, garantiza el equilibrio constante entre la producción y el consumo de energía eléctrica en el país. Basada en la estimación de la demanda de electricidad, opera de forma coordinada y en tiempo real las plantas de generación y la red eléctrica, logrando así que la producción de las centrales de generación coincida permanentemente con la demanda de los consumidores en forma económica, confiable, segura y con calidad.

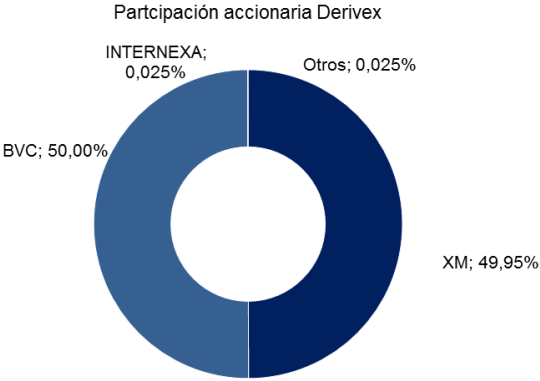
6.4.2 Sector financiero

6.4.2.1 Derivex

Desde 2010 la compañía administra en Colombia un sistema de negociación y registro de futuros de electricidad, el cual le permite a generadores, comercializadores y consumidores cubrirse frente a la volatilidad del precio en bolsa de la electricidad, con total seguridad frente al riesgo de cumplimiento de su contraparte.

De esta manera, los generadores y comercializadores pueden utilizar indistintamente los futuros transados en Derivex y los contratos bilaterales de energía para cubrir su capacidad de respaldo de operaciones en el mercado, cubriendo los riesgos de crédito, precio y contraparte; los generadores pueden asegurar el precio de venta de su energía y cubrirse frente al riesgo de bajas hidrologías que dificulten el cumplimiento de sus compromisos contractuales; mientras que los comercializadores pueden asegurar el precio de compra de la energía, evitando exponerse a altos precios en periodos de escasez. Adicionalmente, las coberturas de electricidad les permiten a los grandes consumidores asegurar el precio de uno de sus principales insumos como es la electricidad.

Actualmente Derivex cuenta con ocho miembros financieros que se desempeñan como intermediarios para la realización de las negociaciones. Desde su lanzamiento en 2010, se han transado 454 GWh, entre contratos de futuros mensuales de 360.000 kWh - mes y contratos de 10.000 kWh - mes.

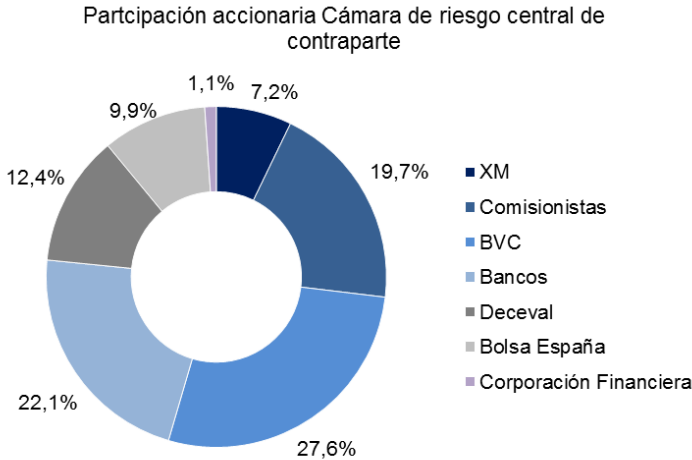


Fuente: Informe de gestión ISA 2014

6.4.2.2 Cámara de riesgo central de contraparte – CRCC–

La CRCC es una entidad financiera que gestiona el riesgo de las transacciones de instrumentos financieros. La Cámara compensa y liquida los instrumentos que se transan en Derivex, aportando total cobertura al riesgo de crédito de contraparte en la negociación de los futuros de electricidad, lo cual redundará en una formación de precios eficientes para quienes pueden verse afectados ante variaciones en el precio de la energía eléctrica.

En 2014, la CRCC registró un promedio mensual de contratos de 7.131 (20,22% más que en 2013); así mismo la posición abierta al cierre del año asciende a COP 9,5 billones, un crecimiento de 3,85% respecto al año anterior.



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

6.4.3 Sector Tránsito y Transporte

6.4.3.1 Centro de control para la infraestructura vial en Antioquia

Concluyó la primera fase del proyecto, el cual le permite a esta entidad disponer de herramientas tecnológicas y procesos efectivos para el seguimiento a la ejecución de las obras viales del Departamento.

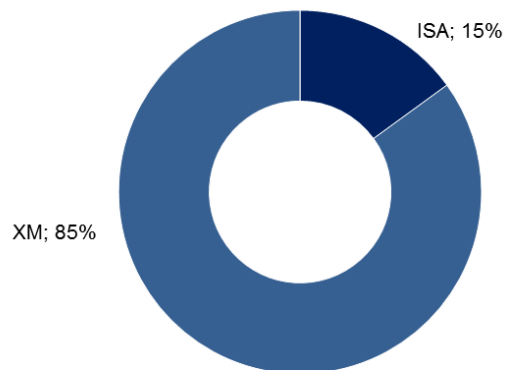
6.4.3.2 Sistemas inteligentes en red (SIER)

Esta compañía (en convenio con UNE y el consorcio ITS) supervisa y coordina el Centro de Control de Tránsito del Sistema Inteligente de Movilidad de Medellín, mediante herramientas especializadas de tránsito, supervisión e información.

Durante 2014 se realizaron actividades tendientes a dar señales a la Secretaría de Movilidad de Medellín que faciliten su gestión y orienten la toma de decisiones hacia la reducción de los niveles de accidentalidad vial, a la disminución de víctimas mortales en incidentes de tránsito, a la optimización de la movilidad urbana y al mejoramiento del rendimiento del transporte público en puntos estratégicos de la ciudad.

SIER también apoya la Secretaría de Movilidad de Medellín en la planificación de la red vial y el mejoramiento de la circulación. En 2014, presentó 24 estudios de optimización semafórica para mejorar la seguridad vial en los cruces y 23 de circulación con alternativas para solucionar problemas de movilidad en algunos puntos críticos. Varias de estas recomendaciones fueron implementadas.

Participación accionaria Sistemas inteligentes en red



Fuente: Informe de gestión ISA 2014

6.5 OTRAS INVERSIONES

6.5.1 Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C. (PDI)

PDI es una Sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Se constituyó el 15 de noviembre de 2007 y se dedica a la realización de actividades relacionadas con la construcción de líneas de transmisión, proyectos eléctricos y en general cualquier actividad del sector construcción. Inició operación en febrero de 2008. ISA tiene el control y posee de forma directa el 99,97% y el 0,03% a través de TRANSELCA.

6.5.2 Financiera de Desarrollo Nacional (FDN)

Es una entidad financiera del orden nacional, constituida por la Ley 11 de 1982 como una sociedad de capital público por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con el objeto principal de servir de organismo financiero y crediticio al sector energético colombiano. A través del Decreto 4174 de 2011 se modificó la denominación de la Financiera Energética Nacional S.A. –FEN– por Financiera de Desarrollo Nacional S.A. –FDN–. Igualmente se amplió su objeto social entendiéndose que las referencias realizadas al sector energético, se entenderán hechas a todos los sectores de la economía. La inversión está representada en una participación del 0,00069%.

6.5.3 Empresa Propietaria de Red (EPR)

EPR es una sociedad panameña con domicilio en la ciudad San José de Costa Rica. Se constituyó en 1998 y es una empresa regida por el derecho privado que cuenta con el aval del “Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central” y su protocolo, mediante el cual cada gobierno otorga el respectivo permiso, autorización o concesión, según corresponda, para la construcción y explotación del primer sistema de interconexión regional eléctrico, el cual unirá a Honduras, Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. ISA posee una participación del 11,11% en dicha sociedad. Esta sociedad ya ha iniciado operaciones en algunos tramos de la línea.

6.5.4 Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. (Electricaribe)

Electricaribe es una empresa que presta el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en el caribe colombiano. ISA tiene una participación en esta sociedad del 0,48072666%.