



INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.

**ADENDO No. 4
AL PROSPECTO DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DEL
PROGRAMA DE BONOS DE DEUDA PÚBLICA INTERNA**

Medellín,

de 2009



TABLA DE CONTENIDO

ADENDO 4 AL PROSPECTO DE COLOCACIÓN DEL PROGRAMA DE BONOS DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.

1. GENERALIDADES DEL PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE ISA.....	2
1.2. Autorizaciones.....	2
1.3. Calificación de los Valores del Programa.....	4
1.4. Características del Programa de Emisión y Colocación de Bonos.....	5
1.5. Reglas generales para la colocación de los bonos.....	5
1.6. Asignación y distribución de los Bonos.....	8
 2. DATOS RELATIVOS A LA ENTIDAD EMISORA.....	10
2.1. Reseña Histórica del Emisor.....	10
2.2. Objeto Social.....	11
2.3. Estrategia de Crecimiento.....	12
2.3.1. La Mega del Grupo.....	12
2.3.2. Misión.....	12
2.3.3. Filosofía Empresarial.....	13
2.3.4. Políticas Empresariales.....	13
2.3.4.1. Política de Control.....	13
2.3.4.2. Política de Salud Ocupacional.....	14
2.3.4.3. Política de Inversión.....	14
2.4. Principales riesgos a los que se encuentra expuesto ISA	14
2.5. Patentes, Marcas y otros Derechos.....	16
2.6. Personal Directivo.....	17
 3. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL EMISOR.....	20
A. Estructura Orgánica del Emisor.....	20
B. Junta Directiva	20
 4. ASPECTOS RELACIONADOS CON NUESTRA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN E INGRESOS OPERACIONALES.....	27
A. Dependencia de los principales proveedores y clientes superior al 20%... ..	27
B. Nuestras principales actividades productivas y de ventas.	27
4.1. Visión General.....	27
4.2. Fortalezas Competitivas.....	28
4.3. Estrategia de Negocios.....	30
4.4. Operaciones en Colombia.....	32
4.4.1. Transmisión de Electricidad.....	32
4.4.1.1. Red de Transmisión.....	32

4.4.1.2. Subestaciones y Transformadores.....	32
4.4.1.3. Centros de Operación.....	33
4.4.1.4. Servicios de Conexión	34
4.4.2. Servicios de Telecomunicaciones	34
4.4.3. Operación del Sistema Interconectado Nacional y Administración del Sistema de Intercambios Comerciales	35
4.5. Operaciones en Brasil	36
4.6. Operaciones en Perú.....	37
4.7. Operaciones en Bolivia.....	39
C. Industria de transmisión de electricidad.	40
4.1. Colombia.....	40
4.2. Brasil.	55
4.3. Perú.	71
4.4. Bolivia.	75
5. CONDICIONES FINANCIERAS DE LOS CRÉDITOS Y GARANTÍAS.....	77
6. RADICADOR DE PROCESOS DE IMPORTANCIA.....	80
7. REQUISITOS FORMALES DE LA EMISIÓN.....	126
7.1. Advertencia.....	126
7.2. Certificaciones.....	127
7.2.1. Del Representante Legal de Tenedores y la Revisoría Fiscal del Emisor.....	127
7.2.2. Del Representante Legal y del Contador Público del Emisor.....	128



**ADENDO No. 4 AL PROSPECTO DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DEL
PROGRAMA DE BONOS DE DEUDA PÚBLICA INTERNA**

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.

Entidad domiciliada en la Calle 12 Sur No. 18 – 168, Medellín, Antioquia.

El presente Adendo No.4 actualiza la información general de ISA, la cual se encuentra consagrada en el Prospecto de Colocación del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna, publicado en febrero de 2004. Este Anexo será el que se radique ante la Superintendencia Financiera de Colombia.

El Adendo No.4 hace parte integral del Prospecto y los términos definidos en dicho prospecto tendrán el mismo significado en este Adendo, salvo disposición en contrario.

Esta actualización obedece a que el monto actual del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública (\$850.000 millones) se incrementa en Trescientos Cincuenta mil millones de pesos (\$350.000 millones), correspondientes a la Segunda Ampliación del Programa, para constituir un nuevo monto de Un billón doscientos mil millones de pesos (\$1.200.000 millones). Estos recursos serán destinados a financiar el flujo de caja, realizar operaciones de manejo de deuda e inversiones correspondientes a los años 2008-2011.

La portada del Prospecto de Colocación del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna cuenta con las siguientes actualizaciones:

ACTIVIDAD PRINCIPAL: ISA es una empresa de servicios públicos mixta vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuyo negocio fundamental es el transporte de energía a alto voltaje en Colombia.

MONTO DEL PROGRAMA: De hasta Un billón doscientos mil millones de pesos (\$1.200.000 millones).

DESTINACIÓN DE LOS RECURSOS: Los recursos provenientes de la Segunda Ampliación de El Programa, \$350.000 millones, tendrán la siguiente destinación: el 50% para operaciones de manejo de deuda y el 50% restante para financiar flujo de caja e inversiones 2008 -2011. Estos porcentajes podrán modificarse previa autorización del Departamento Nacional de Planeación –DNP- y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

CALIFICACIÓN: La Junta Directiva de Duff & Phelps de Colombia S.A., en reunión del día 5 de junio de 2008, después de realizar el correspondiente estudio y análisis para la revisión anual de la calificación de las siguientes emisiones de bonos realizadas por **INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.-ISA-**:

- Emisión de bonos ordinarios efectuada en el año 1999 por un monto de \$180.000 millones
- Emisión de bonos ordinarios efectuada en el año 2001 por un monto de \$130.000 millones

- Programa de emisión de bonos por \$850.000 millones

Reafirmó la calificación de "AAA" (Triple A) con perspectiva estable. La calificación significa emisiones con la más alta calidad crediticia. Los factores de riesgo son prácticamente inexistentes.

Adicionalmente, el 20 de octubre de 2008, emitió calificación de "AAA" (Triple A) con perspectiva Estable para esta Segunda Ampliación del Programa, mencionada anteriormente.

La información financiera de la compañía puede ser consultada por el público en general en el Registro Nacional de Valores y Emisores en la Superintendencia Financiera de Colombia y/o en la Bolsa de Valores de Colombia.

El contenido general del prospecto incorpora las siguientes modificaciones:

1. GENERALIDADES DEL PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE ISA

1.2. Autorizaciones

- Mediante Acuerdo No.43 del 21 de noviembre de 2003, la Junta Directiva reglamentó las características del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna de ISA, hasta por cuatrocientos cincuenta mil millones de pesos (\$450.000.000.000), determinando la destinación de tales recursos, el plazo y los demás términos del programa.
- La Asamblea General de Accionistas en su reunión No.92 del 29 de marzo de 2004, autorizó la emisión de bonos no convertibles en acciones hasta por un monto equivalente a USD300 millones, para ser colocados en Colombia y en el exterior, dependiendo de las condiciones particulares de los mercados y de las autorizaciones que en su momento otorguen la Junta Directiva y los entes gubernamentales competentes para el efecto.
- La Junta Directiva en reunión No.621 del 29 de marzo de 2005, por unanimidad, aprobó la Primera Ampliación de El Programa en \$400.000 millones, autorizado en el Reglamento y el Adendo No.2 del Prospecto, para un monto total del programa de \$850.000 millones.
- Mediante Acuerdo No.54 del 28 de octubre de 2005, la Junta Directiva modificó el Acuerdo No.43 del 21 de noviembre de 2003, en el sentido de; (a) incrementar el monto allí determinado en la suma de cuatrocientos mil millones de pesos (\$400.000.000.000), para un nuevo monto de ochocientos cincuenta mil millones de pesos (850.000.000.000) y (b) modificar el plazo de los bonos, el cual será entre 1 y treinta años contados a partir de la fecha de la emisión de cada tramo.
- La Asamblea General de Accionistas en su reunión ordinaria del 31 de marzo de 2008, conforme consta en el Acta No.97, autorizó la emisión de bonos no convertibles en acciones hasta por un monto equivalente a trescientos millones de dólares (USD300 millones), para ser colocados en Colombia y/o en el exterior dependiendo de las condiciones particulares de los mercados y de las autorizaciones que en su momento otorguen la Junta Directiva y los entes gubernamentales competentes para el efecto.
- Estando vigente el Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna de ISA, la Junta Directiva en reunión celebrada el 30 de mayo de 2008, conforme consta en el acta

No.665 autorizó ampliar por segunda vez el Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna de ISA en un monto de \$350.000 millones de Pesos.

- G. La Junta Directiva en reunión 670 del 31 de octubre de 2008, por unanimidad, aprobó modificar el Acuerdo 54 del 28 de octubre de 2005 para incrementar el monto del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna, conforme el incremento autorizado por la Asamblea General de Accionistas y la Junta Directiva de ISA y adicionar el mecanismo de adjudicación consistente en la Construcción del Libro de Ofertas.
- H. El Ministerio de Hacienda y Crédito Público mediante Resolución No.343 del 11 de febrero de 2004, modificada por la Resolución No.427 del 17 de febrero de 2004, autorizó a ISA para realizar una Emisión desmaterializada de Bonos de Deuda Pública Interna a través de un Programa de Emisión y Colocación, hasta por la suma de \$450.000 millones.
- I. Mediante Resolución No. 117 del 23 de enero de 2006, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, autorizó la ampliación del monto autorizado del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna de ISA, autorizado mediante Resolución No.343 del 11 de febrero de 2004, modificada mediante Resoluciones Nos.427 y 2915 del 17 de febrero de 2004 y 8 de noviembre de 2004, respectivamente.
- J. El 10 de febrero de 2006, la Superintendencia Financiera de Colombia, mediante Resolución No.0254, modificó la autorización 0205 de 2004, por la cual se ordenó la inscripción anticipada en el Registro Nacional de Valores e intermediarios de unos bonos de deuda pública interna que hacen parte del Programa de Emisión y Colocación de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., y se autorizó la oferta pública de los mismos, el representante legal de tenedores de bonos, el monto total del cupo global autorizado del programa de emisión y colocación, la vigencia de la autorización para ofertar el programa de emisión y colocación, y autorizaciones.
- K. El Departamento Nacional de Planeación -DNP- mediante comunicación del 11 de abril de 2008 emitió Concepto Favorable SC 20082300281231 hasta por USD210 millones o su equivalente en moneda local o extranjera, con el fin de efectuar actos o contratos asimilados o conexos a operaciones de crédito público, emisión de bonos de deuda pública interna o externa, papeles comerciales y/o préstamos provenientes de sociedades filiales colombianas o extranjeras para financiar el flujo de caja y nuevas operaciones correspondientes al año 2008.
- L. Mediante comunicación del 7 de julio de 2008, el DNP modificó el Concepto Favorable SC 20082300281231 para que su vigencia fuera extendida para los años 2008-2011. Y el 25 de septiembre del mismo año, el DNP emitió comunicación aceptando la inclusión de las operaciones de manejo de deuda, debido a que los recursos provenientes del programa de préstamos incluirán este tipo de operaciones.
- M. El 7 de noviembre de 2008, el DNP aprobó modificación al Concepto Favorable SC 20082300281231, que autoriza a ISA para garantizar a ISA Bolivia en la suscripción del contrato de enmienda al Contrato de Apoyo y Garantía -Support and Guarantee Agreement- y que pueda otorgar garantías a sus filiales de Colombia y/o del exterior para financiar el flujo de caja, realizar operaciones de manejo de deuda e inversiones correspondientes a los años 2008-2011.

1.3. Calificación de los Valores del Programa

La calificación se sustenta en la posición competitiva de ISA tanto a nivel nacional como internacional, en las características del negocio de transmisión de energía y en la calidad de su portafolio de inversiones. Asimismo, refleja el positivo desempeño financiero y operacional del negocio y la

evolución de las medidas de protección de la deuda dentro de los niveles esperados por Duff & Phelps. ISA cuenta con una posición competitiva sólida dada la condición de monopolio natural en la gran mayoría de sus negocios. Es la matriz del Grupo ISA, conglomerado que ha logrado una posición competitiva preponderante en negocios de transporte de energía y telecomunicaciones. En energía, el Grupo ISA se ha posicionado como uno de los principales promotores y desarrolladores de importantes proyectos de transmisión de energía eléctrica en la Región Andina, Centroamérica y recientemente en Brasil. Actualmente, el Grupo ISA posee cerca de 38.000 km de redes de transmisión de energía en Latinoamérica, posicionándose como una de las principales transportadoras de energía de la región. En Colombia, el Grupo ISA, a través de ISA y TRANSELCA, posee más del 80% de las redes de transmisión con tensión igual o superior a 220 kV. En Perú, la participación que alcanza el Grupo ISA con sus tres filiales llega a ser del 80%; en Bolivia del 36% y en Brasil, del 17% (porcentajes aproximados de participación de mercado en cada país por ingresos de transmisión 2007 con excepción de Perú que corresponde a 2006). Por su parte, en telecomunicaciones, el Grupo ISA se posiciona como la red de telecomunicaciones más confiable de Colombia y afianza su negocio de construcción de proyectos de infraestructura con la constitución de su filial Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C.

El perfil de riesgo de ISA se ve beneficiado por el hecho de que el negocio de transmisión de energía en Colombia respecto a activos no sometidos a procesos de convocatoria se encuentra regulado por la CREG por periodos de tiempo determinados (cinco años), convirtiéndose en ingresos estables y predecibles para la vigencia del periodo. No obstante y a pesar de lo positivo, implica exposición a cambios regulatorios que pudieran afectar la estabilidad de los ingresos. El marco que regula la remuneración de los activos de transmisión de energía en Colombia actualmente se encuentra en revisión y se espera que para finales de este año se tenga el marco tarifario definitivo que empezará a regir a partir del año 2009. Por otro lado, en los negocios internacionales de transmisión así como aquellos provenientes de Convocatorias de la UPME, que tienen una participación creciente en los ingresos de ISA, los ingresos recibidos son predecibles y no se sujetan a cambios en la regulación de los países en cuestión.

La estrategia de internacionalización del Grupo ISA le ha permitido contar con un portafolio conformado por inversiones en varios países de la región en donde ha logrado consolidar su posición. Lo anterior ha hecho que ISA cuente con una importante diversificación geográfica de sus ingresos, mitigando así el riesgo inherente de cada nación. Ahora bien, en lo que se refiere a la reciente revisión estratégica que tuvo como resultado la expansión de su ámbito de actuación, la futura actuación de ISA en concordancia con la misma será objeto de acompañamiento por Duff & Phelps toda vez que la incursión de la empresa en negocios distintos a los que tradicionalmente ha estado, dependiendo de su naturaleza y magnitud, podría llegar a cambiar su perfil de riesgo. La entrada en operación de los proyectos UPME 01 y 02 de 2003, así como de la recién adquirida subestación de Betania explica el comportamiento favorable de los ingresos operacionales de ISA. Así mismo, los ingresos del Conglomerado ISA también crecieron satisfactoriamente dada la incorporación en los resultados financieros de la operación de CTEEP y de TransMantaro, así como por los mayores ingresos generados por la puesta en funcionamiento de varios proyectos adelantados por el Grupo, dentro de los cuales se encuentran la red de fibra óptica entre Copey – Frontera y de la subestación Chilca (REP), entre otros.

Adicionalmente, la buena gestión adelantada para el control de los gastos operativos se ha visto reflejada en una mayor generación de EBITDA, 75,6% superior en el año 2007 frente a lo presentado en el año 2006. A junio de 2008, el EBITDA alcanzó cerca de \$1,1 billones, 24% superior al visto en junio de 2007. El indicador de cobertura de Deuda / EBITDA a junio de 2008 asciende a 2,3 veces está acorde con la calificación asignada y las características propias de la empresa. Por su parte, la estructura patrimonial de la entidad se fortaleció gracias a la emisión de acciones realizada por ISA

en el mercado local. Dicha emisión fue sobredemandada 3,3 veces demostrando la confianza de los inversionistas en ISA. Dada la estrategia de crecimiento del Grupo ISA, es posible que se puedan presentar oportunidades de expansión que requieran la contratación de obligaciones financieras destinadas a la ejecución de proyectos de inversión. Duff & Phelps estará atenta a la evolución de dicha estrategia ya que, si bien estas están encaminadas hacia el fortalecimiento de las operaciones y la consolidación de la posición competitiva de ISA, podrían llegar afectar el nivel de endeudamiento de la compañía. La sólida posición competitiva de ISA, su capacidad de ejecutar exitosamente los proyectos acometidos y la evolución favorable de los niveles de protección a la deuda soportan la perspectiva estable asignada a la calificación de sus emisiones de bonos.

1.4. Características del Programa de Emisión y Colocación de Bonos

En el año 2004, ISA S.A. E.S.P. estableció el esquema de Programa de Bonos con un cupo global inicial de hasta \$450.000 millones de pesos colombianos. Posteriormente, a finales del año 2005 el mencionado programa fue ampliado a \$850.000 millones y actualmente se está tramitando una segunda ampliación por \$350.000 millones, para alcanzar un nuevo monto de un billón doscientos mil millones de pesos (\$1.200.000.000.000). El Programa se desarrolla mediante la colocación de varios tramos.

A continuación se enuncian las características financieras de los bonos que se emiten con cargo al Programa de Colocación:

Características de las emisiones	
Plazo de la emisión	Entre 1 y 30 años
Amortizaciones	Bullet, Amortizaciones periódicas iguales con tres o más años de gracia
Moneda	Pesos, dólares, UVR
Tasa de Interés	COP: Tasa fija (COP-UVR) Tasa Variable (DTF-IPC) USD: Tasa Fija
Periodicidad del título	Trimestral, semestral, anual
Modalidad Intereses	Vencido
Agente Administrador	DECEVAL S.A.

Los recursos de la ampliación del programa serán destinados para financiar el flujo de caja, realizar operaciones de manejo de deuda e inversiones correspondientes a los años 2008-2011.

1.5. Reglas generales para la colocación de los bonos

El mecanismo de colocación será el de underwriting al mejor esfuerzo, subasta holandesa, o construcción de libro de ofertas, según lo determine el Emisor en cada Aviso de Oferta Publicado para la colocación de cada lote.

A continuación explicamos el proceso de construcción del Libro de Ofertas:

- **Procedimiento de construcción del libro de ofertas**

El Libro de Ofertas estará abierto por un término de dos (2) días hábiles a partir del día siguiente a la publicación de Aviso de Oferta Pública Mediante Construcción de Libro de Ofertas. La fecha y hora de

su apertura y de su cierre serán informadas a los Destinatarios de la Oferta mediante la publicación del Aviso de Oferta Pública en un diario de amplia circulación nacional en Colombia, a más tardar el día antes de la apertura del Libro de Ofertas. Sin perjuicio de lo anterior, INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. podrá así mismo divulgar dicha información a través de cualquier otro medio masivo de comunicación.

El Procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas del Programa de Emisión y Colocación Bonos de Deuda Pública Interna, de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. -ISA-comprende dos etapas: 1. Construcción del libro de ofertas (recibo de ofertas) y 2. Asignación y distribución de los Bonos del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de ISA.

1. Construcción del libro de ofertas

El Libro de Ofertas será administrado y construido por el Administrador del Libro de Ofertas, que será una entidad contratada por el Emisor, elegida de acuerdo con sus procedimientos internos de contratación y tendrá las siguientes responsabilidades:

- i. Construir el Libro de Ofertas para el registro de las órdenes de demanda recibidas por los Colocadores, en los términos establecidos en el Adendo No.4 del Prospecto del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna de ISA.
- ii. Custodiar el Libro de Ofertas hasta que finalice la asignación y pago de los Bonos.
- iii. Habilitar y mantener en todo momento en correcto funcionamiento la plataforma electrónica sobre la cual se construirá el Libro de Ofertas.
- iv. Capacitar a los Colocadores sobre la forma en que deben ingresar, modificar o eliminar las órdenes de demanda recibidas durante cada día que esté abierto el Libro de Ofertas.
- v. Monitorear el proceso de registro de órdenes de demanda por los Colocadores durante el Período de Construcción del Libro de Ofertas.
- vi. Conformar el Libro de Ofertas en forma tal que se garantice la autenticidad e integridad de la información.
- vii. Organizar el Libro de Ofertas, primero por Tasa, de menor a mayor, segundo, por Monto y tercero, por el orden de llegada de las órdenes de demanda registradas por los Colocadores indicando el número consecutivo que identifica la respectiva orden de demanda y la hora y fecha de su recepción.
- viii. Entregar al Emisor informes parciales sobre el Proceso de Construcción del Libro de Ofertas.
- ix. Entregar al Emisor el Libro de Ofertas una vez se cierre el mismo.

La administración y construcción del Libro de Ofertas por el Administrador del Libro se llevará a cabo de conformidad con las siguientes reglas de operación y funcionamiento:

- i. Los Destinatarios de la Oferta interesados en adquirir los Bonos deberán presentar a los Colocadores en los teléfonos, número de fax y/o dirección que se relacione en el respectivo Aviso de Oferta Pública, sus órdenes de demanda, mediante comunicación telefónica que quedará grabada en los sistemas de comunicaciones de los Colocadores, o mediante cualquier

comunicación escrita en la cual quede registrada la fecha y hora de recepción, entre las 8:00 a.m. y las 4:00 pm. de cada día en que el Libro esté abierto.

- ii. Serán válidas las órdenes de demanda presentadas por los destinatarios de la Oferta que especifiquen el nombre del inversionista, el número de identificación (cédula o NIT), la fecha, la(s) series o subserie(s) demandadas, el monto demandado para cada serie o subserie, que en ningún momento podrá ser inferior al Monto Mínimo de Inversión (Inversión Mínima del Bono), y la tasa que haya sido registrada por los Colocadores antes del cierre del Libro. Para el registro de las órdenes, los Colocadores asignarán un número consecutivo que identifica la orden de demanda. Las órdenes de demanda que hayan quedado registradas al cierre del Libro son vinculantes, irrevocables e incondicionales. No serán válidas las órdenes de demanda presentadas mediante comunicación escrita que sean ilegibles.
- iii. El Libro de Ofertas se construirá a través de la plataforma electrónica que habilitará y operará a través de internet el Administrador del Libro. Los usuarios habilitados para registrar órdenes de demanda en el Libro de Ofertas serán los Colocadores, quienes contarán con un nombre de usuario único y una contraseña personal para ingresar al sistema. Los Colocadores tendrán acceso al Libro y podrá registrar tantas órdenes de demanda como sea necesario entre las 8:00 a.m. y las 4:00 p.m. de cada día en que el Libro esté abierto.
- iv. Los Colocadores deberán registrar diariamente las órdenes de demanda recibidas durante el respectivo día, indicando la(s) series o subserie(s) demandadas, el monto demandado para cada serie o subserie y el número consecutivo que identifica la orden de demanda (fecha y hora de recepción). Los Colocadores serán responsables de que las órdenes de demanda registradas cumplan con los requisitos contenidos en el Prospecto de Información y conservará todas y cada una de las órdenes de demanda recibidas, o prueba de las mismas.
- v. Entre las 8:00 a.m. y las 4:00 pm. de cada día en que el Libro esté abierto, cualquier destinatario de la Oferta, a través de los Colocadores, podrá excluir, modificar o agregar sus órdenes de demanda. Los Colocadores deberán registrar las modificaciones, exclusiones o adiciones mencionadas anteriormente, antes de la fecha y hora de cierre del Libro. Para el registro de las modificaciones, exclusiones o adiciones de las órdenes de demanda, los Colocadores identificarán la orden de demanda ingresada de acuerdo con su número consecutivo, y creará una nueva orden con la información modificada, anulándose la orden anterior. Cerrado el Libro de Ofertas, ninguna orden de demanda registrada podrá ser excluida, modificada o agregada. Los Destinatarios de la Oferta que participen en la construcción del Libro de Ofertas sólo podrán conocer información general sobre las series o subseries demandadas y el monto demandado para cada serie o subserie.
- vi. Las órdenes de demanda que hayan quedado registradas al cierre del Libro son vinculantes, irrevocables e incondicionales y se adjudicarán con sujeción al mecanismo de asignación y distribución que se describe a continuación en el punto 2. "Asignación y distribución de los Bonos de Deuda Pública".
- vii. Previo a su diligenciamiento, el Libro deberá registrarse en la Cámara de Comercio de Medellín, no podrá tener hojas removibles y deberá llevar una numeración sucesiva y continua de cada una de sus hojas. En el Libro de Ofertas no se podrá: (a) Alterar ningún dato que haya sido registrado; (b) Dejar espacios en blanco; (c) Borrar, enmendar o tachar en todo o en parte la información registrada; y (d) Arrancar hojas o alterar el orden de las mismas. Los errores de transcripción se podrán corregir mediante anotación al pie de página y cualquier anulación de hojas que se deba

efectuar se realizará señalando sobre dicha hoja la fecha y causa de la anulación, suscrita por el Administrador del Libro y el auditor del Administrador del Libro.

- viii. No se recibirán ni registrarán órdenes de demanda antes de la fecha y hora de apertura del Libro ni con posterioridad a la fecha y hora de cierre del Libro de Ofertas. El Emisor no será responsable por las órdenes de demanda que los Colocadores reciban oportunamente y que no registren en el Libro antes de la fecha y hora de cierre del Libro de Ofertas.
- ix. Como plan de contingencia y para el evento en que se presenten fallas de tipo masivo que afecten a los múltiples proveedores de Internet, o se presente una falla técnica del sistema del Administrador del Libro que impida que funcione correctamente el proceso de registro de órdenes de demanda, el Administrador del Libro ofrecerá, para el registro de órdenes de demanda, una línea de Cali Center y/o un fax de recepción de órdenes de demanda que serán informadas a los Colocadores vía telefónica. Cualquiera que sea el mecanismo de contingencia se dejará registro con fecha y hora y funcionará en los mismos horarios establecidos para la recepción de órdenes de demanda. Cuando la contingencia descrita en este numeral se supere, el Administrador del Libro deshabilitará este plan de contingencia.
- x. El día hábil siguiente a la fecha de cierre del Libro de Ofertas, el Administrador del Libro procederá a entregarlo al Emisor para que, ese mismo día su Junta Directiva determine si formaliza o no la Oferta Pública de los Bonos de Deuda Pública. En caso de decidir formalizar la Oferta Pública y proceder con la adjudicación de los Bonos a cargo del Emisor, a través de su Junta Directiva, se procederá a definir la tasa de corte y el monto total a colocar, de acuerdo con la información registrada en el Libro de Ofertas. Solo se tendrán en cuenta las demandas que presenten una tasa de interés igual o inferior a la tasa máxima de rentabilidad autorizada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público — Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional. Las demandas que presenten una tasa superior serán descartadas. El Emisor a través de su Junta Directiva determinará el tamaño de la emisión con base en la información contenida en el Libro de Ofertas y en las necesidades de la compañía para realizar operaciones de manejo de deuda, financiar las futuras inversiones y atender el flujo de caja.
- xi. El Emisor a través de la Junta Directiva tendrá la facultad de no formalizar la Oferta Pública de los Bonos cuando alguna de las condiciones de tasa de corte o monto ofrecido en cada una de la(s) serie(s) no vaya acorde con las necesidades de la compañía.
- xii. El día hábil siguiente a que el Emisor tenga acceso al Libro de Ofertas se dará a conocer la decisión de formalizar o no la oferta mediante la publicación del Aviso Complementario de Oferta Pública y su divulgación se realizará como información relevante. En el evento en que el Emisor decida formalizar la oferta, se informará la Tasa de Corte y el monto para cada una de las Series y el tamaño de la emisión determinado de acuerdo con el Procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas. En caso contrario, se informará sobre la decisión de la compañía de no formalizar la oferta a través del mismo mecanismo.

1.6. Asignación y distribución de los Bonos

El mismo día de la publicación del Aviso Complementario de Oferta Pública se adelantará el proceso de asignación y distribución de los Bonos por parte del Emisor a través de su Junta Directiva, de conformidad con las siguientes reglas:

- i. Las órdenes de demanda que hayan quedado registradas al cierre del Libro y que estén por encima de la Tasa de Corte para cada serie quedarán descartadas.

ii. Las órdenes de demanda que hayan quedado registradas al cierre del Libro, y que sean menores o iguales a la Tasa de Corte para cada serie, se entenderán automáticamente como órdenes irrevocables de compra y, por lo tanto) como una Aceptación de la Oferta a partir de la fecha de publicación del Aviso Complementario de Oferta Pública.

a. En caso que el monto demandado en una o todas las series no exceda el Monto ofrecido a través del Aviso Complementario de Oferta Pública, los Bonos podrán ser adjudicados en su totalidad.

b. En caso que el monto demandado exceda el monto ofrecido en una o en todas las series a través del Aviso Complementario de Oferta Pública, los Bonos se adjudicarán de la siguiente manera:

- En caso tal que dos o más demandas presenten coincidencia en la tasa de interés ofrecida, y si el monto disponible es menor al valor agregado de dichas demandas, se asignará a prorrata el monto disponible.
- El monto demandado será adjudicado a la tasa de corte escogida por el Emisor (Tasa de Corte) que en ningún momento podrá ser superior a la tasa máxima de rentabilidad autorizada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

El mecanismo antes descrito adjudicará de acuerdo al Monto Mínimo de Inversión (Inversión Mínima del bono) y a su valor nominal.

iii. Una vez adjudicados los Bonos por parte del Emisor a través de su Junta Directiva, el Emisor comunicará a los Colocadores, las órdenes de demandas adjudicadas que fueron registradas y a su vez estos deberán informar a los inversionistas, el monto y series que les fue adjudicado el mismo día en que reciban dicha comunicación de parte del Emisor.

iv. A más tardar a las 6:00 pm. del día hábil siguiente a la publicación del Aviso Complementario de Oferta Pública) el inversionista pagará de contado, en pesos colombianos a los Colocadores, la suma total que corresponda al monto de Bonos que le fueron adjudicados.

v. Una vez los Colocadores hayan verificado el pago de los bonos adjudicados, le comunicarán a DECEVAL la identidad de cada inversionista y el monto y series que le fue adjudicado para que complete el registro de los títulos.

Los Colocadores serán responsables de: (i) Dar cumplimiento al Sistema de Prevención de Lavado de Activos (SIPLA) y demás normas sobre prevención de lavados de activos. Los Colocadores remitirán al Emisor certificación expresa del cumplimiento de sus obligaciones en materia de lavado de activos, de conformidad con la ley vigente aplicable; (u) Recaudar los dineros por el valor de los bonos adjudicados y (iii) Transferir al Emisor los dineros pagados por el inversionista el día en que estos efectuaron el pago.

vi. La complementación de la operación será realizada automáticamente con el pago de los títulos.

El procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas en sus dos etapas será auditado tanto por el auditor contratado por el Administrador del Libro de Ofertas, como por el auditor contratado por el Emisor.

Nota: Todos los mecanismos antes mencionados se sujetarán a las condiciones y horarios que se establezcan en el Reglamento del mismo, las cuales a su vez se indicarán en el respectivo aviso de colocación.

Demandas u Órdenes de Compra: Serán efectuadas por el grupo de Colocadores asignado por ISA. Los nombres de los Colocadores se darán a conocer previamente en los avisos de oferta pública.

Procedimiento de Colocación: Será el determinado en el prospecto de colocación y en el respectivo aviso de oferta pública.

Características particulares de El Programa de la emisión: Las emisiones que se deriven de El Programa de emisión serán desmaterializadas, por lo que los adquirentes de los títulos renuncian a la posibilidad de materializar los bonos emitidos.

El Programa será administrado por el Depósito Centralizado de Valores de Colombia S.A. - DECEVAL - conforme a los términos del Contrato de Custodia y Administración de la Emisión que sea suscrito entre ISA y DECEVAL.

Bolsas de valores donde estarán inscritos los bonos: Los bonos estarán inscritos en la Bolsa de Valores de Colombia.

Calificación de El Programa: De acuerdo con lo establecido en la Resolución Externa No.3 del 14 de mayo de 1998 de la Junta Directiva del Banco de la República, mediante la cual se señalan las condiciones financieras a las cuales deben sujetarse las entidades públicas para colocar los títulos en moneda legal colombiana, las entidades deberán obtener la calificación de por lo menos una firma calificadora de valores debidamente autorizada por la Superintendencia de Valores para llevar a cabo dicha actividad. La calificación deberá realizarse conforme al procedimiento establecido por el Artículo 2.3.1.4. y siguientes de la resolución 400 de 1995, modificada por el Decreto 1350 de 2008.

2. DATOS RELATIVOS A LA ENTIDAD EMISORA

2.1. Reseña Histórica del Emisor

La empresa se inscribió como Grupo Empresarial en el Registro Mercantil de la Cámara de Comercio de Medellín en octubre de 2001. Para estos efectos la Matriz es Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA, y las subordinadas son ISA Capital do Brasil S.A. y su filial subordinada Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP; Transelca S.A. E.S.P, Consorcio Transmantaro S.A., Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A., Red de Energía de Perú S.A., Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C., Interconexión Eléctrica ISA Bolivia S.A. E.S.P., XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., e Internexa S.A. E.S.P. esta última fusionada al cierre de noviembre de 2007 con Flycom Comunicaciones S.A. E.S.P.

Tal como se indica en el Prospecto de Colocación, la expansión en América Latina comenzó con la constitución de ISA Perú en el año 2001, y prosiguió con la constitución de REP en 2002, junto con EEB, para participar en un proceso de licitación pública para la operación y el mantenimiento de los activos de transmisión de electricidad de Etecen y Etesur, dos compañías estatales peruanas de transmisión de electricidad. En 2003 ingresamos al mercado boliviano de electricidad, cuando constituimos ISA Bolivia después de nuestra participación exitosa en un proceso de licitación internacional para la construcción y operación de cinco subestaciones y tres líneas de transmisión de electricidad por un periodo de 30 años. En 2005, entramos al mercado de electricidad en América

Central, a través de la adquisición de una participación del 12.50% en EPR. En 2006 adquirimos 60.00% del capital social de Transmantaro, aumentando nuestra participación en el mercado peruano de transmisión de electricidad, basado en activos totales de conformidad con datos compilados por el MEMP, e ingresando en el sector brasileño de transmisión de electricidad con la adquisición inicial del 21.00% (50.12% de las acciones con derecho a voto) de CTEEP y el posterior aumento de dicha participación a 37.46% (89.40% de las acciones con derecho a voto), operaciones realizadas a través del vehículo de inversión ISA Capital Do Brasil.

Para financiar los programas de expansión y gastos de capital, en el 2004, se estableció un programa para la emisión de bonos nominativos en el mercado colombiano por un monto aproximado de \$450,000 millones, el cual posteriormente se aumentó a \$850,000 millones, de los cuales al 31 de octubre de 2008 se han colocado \$587,365 millones, entre inversionistas minoritarios e institucionales en Colombia.

En diciembre de 2006 se adquirió el 34.99% adicional de la participación accionaria de ECOPETROL en Transelca, mediante un intercambio accionario en el cual ECOPETROL recibió 58.925.480 de acciones ordinarias de ISA que representaban el 5.78% de las acciones en circulación, en ese momento.

En enero de 2007, nuestra filial ISA Capital completó dos ofertas simultáneas de bonos internacionales por montos de US\$354 millones y US\$200 millones, respectivamente, para refinanciar deuda a corto plazo en que había incurrido ISA Capital para financiar la adquisición del 21.00% del capital social total de CTEEP y la compra de un 16.46% adicional del capital social de CTEEP a través de una oferta pública concluida en enero de 2007.

El negocio de construcción de proyectos de infraestructura del grupo empresarial ISA crece con la constitución en noviembre de 2007 e inicio de operaciones comerciales durante el año 2008, de la compañía PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DEL PERÚ S.A.C. con sede en la ciudad de Lima-Perú.

El 17 de junio de 2008, ISA (60%) en asocio con la Empresa de Energía de Bogotá –EEB– (40%), ganó una convocatoria promovida por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada de Perú –Proinversión–, efectuada mediante un proceso público internacional. Esta concesión que será desarrollada a través del Consorcio Transmantaro, tiene la modalidad BOOT, con una vigencia de 30 años, y comprende una subestación y dos líneas de transmisión de energía de 96 kilómetros de extensión cada una, que unirán a Chilca con Zapallal. El proyecto generará unos ingresos anuales cercanos a los USD10 millones.

2.2. Objeto Social

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. –ISA- se constituyó como sociedad anónima por escritura pública N° 3057 otorgada en la Notaría Octava del Círculo Notarial de Bogotá el 14 de septiembre de 1967.

A la fecha y como consecuencia de modificaciones a sus estatutos, Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. -ISA -actualmente tiene por objeto social principal:

1. La operación y mantenimiento de su propia red de transmisión.
2. La expansión de la red nacional de interconexión.
3. La planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional.
4. La administración del Sistema de Intercambios y Comercialización de Energía en el Mercado Mayorista.

5. El desarrollo de sistemas, actividades y servicios de telecomunicaciones.
6. La participación directa o indirecta en actividades y servicios relacionados con el transporte de otros energéticos, salvo los limitados por la ley.
7. La prestación de servicios técnicos en actividades relacionadas con su objeto y los servicios profesionales que requieran las empresas del grupo.
8. El desarrollo de cualquier otra actividad para terceros relacionada con la prestación de los servicios de energía eléctrica y de telecomunicaciones en el marco de la normatividad vigente.
9. La participación directa o indirecta en actividades, servicios e inversiones relacionadas con obras de ingeniería.

2.3. Estrategia de Crecimiento

ISA ha definido una nueva estrategia soportada en una MEGA (Meta grande y Ambiciosa) y en un tema preponderante como es el Desarrollo de mercados mediante el diseño, construcción y operación de redes troncales/lineales de infraestructura, donde ISA pueda ser relevante.

2.3.1. La Mega del Grupo

En el 2016 el Grupo ISA será una corporación de negocios de USD3,500 millones de ingresos, el 80% será generado fuera de Colombia

- El Grupo ISA será reconocido entre los primeros tres transportadores eléctricos de América, y el más grande de Latinoamérica consolidando sus plataformas de Brasil y la Región Andina y siendo un jugador relevante en otros países.
- ISA estará presente en el 50% de los intercambios de energía entre los sistemas eléctricos de los países de Latinoamérica a través de activos propios o con sistemas bajo su operación.
- Por lo menos el 20% de los ingresos provendrá de negocios diferentes al transporte de energía eléctrica.
- Habrá incursionado en otros negocios relacionados, tales como el transporte de gas y proyectos de infraestructura.
- Además de ser el mayor transportador de datos de la Región Andina, habrá desarrollado mercados de futuros energéticos en Colombia y otros países.

2.3.2. Misión

- Nuestra misión como Grupo Empresarial es prestar servicios integrados de Administración, Operación y Transporte en Mercados de Energía Eléctrica y de servicios de telecomunicaciones y crecer con rentabilidad para generar valor a nuestros accionistas.
- Actuamos con responsabilidad social y ética, fundamentados en el desarrollo integral de nuestra gente y comprometidos con el futuro sostenible y el bienestar de la sociedad.
- Nuestro éxito es el resultado del compromiso con la excelencia y del esfuerzo permanente para construir sólidas relaciones de negocios con nuestros clientes y proveedores.

2.3.3. Filosofía Empresarial

ISA es un Grupo Empresarial reconocido por la ética, responsabilidad social, calidad, y oportunidad en la realización de sus labores, y por el compromiso con el desarrollo de la sociedad.

Nuestra gente se caracteriza por su optimismo, persistencia, creatividad e innovación, flexibilidad, trabajo en equipo, actitud de servicio, aprendizaje permanente, autocontrol, y encuentra en su empresa crecimiento individual, familiar y social.

Nuestros servicios se prestan con oportunidad y altos estándares de calidad y efectividad. Nuestra gestión asegura el crecimiento del Grupo Empresarial y la rentabilidad a los accionistas, buscando siempre las mejores alternativas de negocio.

2.3.4. Políticas Empresariales

Como se menciona en el Prospecto de Colocación, las Políticas son decisiones corporativas mediante las cuales se definen criterios y se establecen como marcos de actuación que orientan la gestión de los niveles de la organización y del Grupo en general en aspectos específicos. Como políticas recientes se encuentran:

2.3.4.1. Política de Control

Con esta política el Grupo ISA declara sus criterios, y marco de actuación respecto al control interno, como parte de los mecanismos de direccionamiento y control que facilitan la búsqueda de unidad de propósito y dirección.

- **Alcance**

Las empresas del Grupo ISA definen clara y explícitamente la aplicación objetiva, sistemática y homologada del control interno para todas sus empresas.

El control interno ayuda a las empresas a conseguir sus metas, a asegurar la confiabilidad de los estados financieros y al cumplimiento de las leyes y regulaciones

2.3.4.2. Política de Salud Ocupacional

Con esta política el Grupo ISA declara su compromiso de proteger, mantener y mejorar la salud ocupacional de sus trabajadores y de las personas que intervienen en la ejecución de sus procesos.

- **Alcance**

Las empresas del Grupo ISA, en el desarrollo de sus procesos, preservarán la salud ocupacional de sus trabajadores en todos los lugares de trabajo, bien sean propios o de terceros, de manera permanente, manteniendo ambientes de trabajo saludables, desarrollando el autocuidado y aplicando las mejores prácticas en consonancia con las estrategias corporativas.

A los proveedores de servicios se les exigirá y verificará el cumplimiento de los requisitos legales vigentes en salud ocupacional de cada uno de los países.

Cada una de las empresas del Grupo ISA velará por mantener las condiciones de salud ocupacional adecuadas para los visitantes y proveedores durante la permanencia en sus instalaciones

2.3.4.3. Política de Inversión

Con esta política el Grupo Empresarial ISA, en la búsqueda de la unidad de propósito y dirección, declara los criterios y define el marco de actuación dentro de los cuales se realizará el análisis y evaluación, toma de decisión y seguimiento de las inversiones, buscando que aseguren el crecimiento con rentabilidad del Grupo Empresarial y permitan la generación de valor

- **Alcance**

Para las decisiones de inversión las empresas del Grupo ISA tendrán en cuenta los criterios de Ética, Alineación con el direccionamiento estratégico corporativo y empresarial, Respeto a la normatividad y Manejo de riesgos.

Se garantizará la Transparencia en las distintas etapas de análisis y evaluación, decisión y seguimiento de las inversiones. Cada una de las empresas del Grupo ISA realizará inversiones que permitan su crecimiento con rentabilidad.

En la búsqueda de dicho propósito, se establecerán mecanismos para el análisis y evaluación que garanticen los criterios de universalidad e integralidad para las decisiones de inversión. Para monitorear la gestión y resultados, se contará con un mecanismo que permita garantizar el criterio de continuidad en el seguimiento de las inversiones a lo largo de su vida útil.

2.4. Principales riesgos a los que se encuentra expuesto ISA

ISA con el objeto de mitigar y controlar los diferentes riesgos a los que se encuentra expuesta, identifica, valora y gestiona los factores que podrían afectar negativamente sus recursos, o desviarla del logro de sus objetivos estratégicos. Entre los principales riesgos a los que se encuentra expuesta la compañía se encuentran:

- **Riesgos del Entorno**

Regulatorio. La viabilidad financiera de la empresa puede verse afectada por las modificaciones en la regulación aplicable a los negocios de transporte de energía, dadas las características de servicios regulados. ISA interactúa constantemente con los entes reguladores, monitorea y analiza permanentemente la regulación vigente, proyectos y nueva regulación y su impacto financiero.

Jurídico. Los cambios en la legislación y la jurisprudencia, así como las diferencias en la aplicación o interpretación de la normatividad como resultado de los vacíos, la diversidad de criterios y actuaciones por parte de las autoridades administrativas y judiciales a través de sus decisiones, pueden afectar negativamente la gestión empresarial. ISA adelanta de manera permanente las acciones necesarias para gestionar los riesgos asociados a los procesos legislativos, en especial los tributarios y aquellos referidos al modelo de prestación de los servicios públicos domiciliarios.

Político. Está determinado por la incidencia desfavorable que pueden tener las decisiones y situaciones políticas de los países donde el Grupo tiene presencia, sobre la gestión empresarial. Se incluyen en este riesgo, entre otras, decisiones políticas con relación a expropiación, confiscación, nacionalización, inconvertibilidad y restricción en la transferencia de divisas o inversión extranjera e incumplimiento de obligaciones por parte de los gobiernos para el desarrollo de las actividades. ISA monitorea permanentemente las condiciones políticas o económicas de los países donde el Grupo tiene presencia y define estrategias para mitigar los impactos de este tipo de decisiones.

Riesgos asociados a los Conflictos Armados o Sociales. Estos riesgos se derivan de la dinámica del conflicto armado, el contexto social, y las decisiones y situaciones de orden político que inciden sobre la gestión empresarial. Desde hace varios años, los ataques contra la infraestructura energética del país se convirtieron en un mecanismo de los grupos armados ilegales para desestabilizar al Estado. Como resultado de la mejora continua en los procesos y las competencias del personal técnico, la empresa ha alcanzado altas tasas de efectividad en la recuperación de las torres afectadas por atentados, llegando a cifras cercanas al 100% en los últimos años. Adicionalmente, ISA continúa desarrollando su Estrategia de Viabilidad en Medio del Conflicto, a través del monitoreo y análisis de la dinámica del conflicto, el desarrollo de la estrategia de cubrimiento y protección de sus instalaciones más críticas y el fortalecimiento de la coordinación interinstitucional que incluye a la Fuerza Pública.

- **Riesgos Financieros**

Volatilidad de las Variables Macroeconómicas. Las variaciones desfavorables con respecto a lo esperado en tasas de cambio, tasas de interés locales e internacionales e índices de precios pueden afectar negativamente los ingresos esperados, los costos de gestión, los costos de la deuda y en general, la exposición cambiaria neta del estado de resultados y flujo de caja; igualmente, las variaciones en las variables asociadas a la inversión y reposición de equipos pueden afectar negativamente el costo y rentabilidad de los proyectos. Adicionalmente, las variaciones desfavorables de las variables macroeconómicas de los demás países en los cuales el Grupo tiene presencia afectan los resultados financieros consolidados.

Financiamiento. La iliquidez en los mercados nacionales o internacionales, los cambios en la normatividad financiera, la complejidad, demora y heterogeneidad en los procesos operativos, internos y de las contrapartes para la aprobación y consecución de recursos financieros, las eventuales disminuciones de la calidad crediticia de ISA o de los países en los cuales el Grupo tiene presencia y los compromisos previamente adquiridos, pueden imposibilitar, dificultar o encarecer la consecución de recursos financieros oportunamente.

ISA analiza integral y permanente las variables macroeconómicas y la dinámica de los mercados, evalúa los efectos e impactos que sus variaciones tienen sobre la situación financiera de la empresa y sus filiales; analiza permanente el portafolio de la deuda en cuanto a sus condiciones financieras referenciadas con el mercado, buscando fuentes alternas de financiamiento o reestructuración del endeudamiento; evalúa las posibilidades de establecer coberturas naturales o definir otros mecanismos estructurados de coberturas que permitan gestionar adecuadamente estos riesgos.

- **Riesgos Estratégicos**

Gestión del Grupo Empresarial. La inadecuada definición y ejercicio del Gobierno Corporativo pueden generar una actuación empresarial indebida si es que ISA en su rol de matriz del grupo no brinda los lineamientos adecuados y no facilita el fortalecimiento de la gestión con las filiales del grupo. Para gestionar este riesgo, ISA ha definido los mecanismos de dirección, control y seguimiento para lograr la unidad de propósito y dirección del grupo empresarial; adicionalmente, ha definido, declarado y aprobado el conjunto de valores, principios, políticas, reglas, medios, prácticas y procesos por medio de los cuales el Grupo es dirigido, operado y controlado.

Crecimiento. La dificultad o imposibilidad de aplicar las eficiencias y las sinergias previstas en los planes de negocio, la eventual incapacidad operativa, financiera o administrativa para afrontar el crecimiento y, la falta de orden y definición de prioridades para el aprovechamiento de oportunidades de negocios pueden originar el incumplimiento de las hipótesis con las que se plantea la estrategia de

crecimiento del grupo. ISA monitorea el entorno nacional e internacional para nuevos negocios en el mercado objetivo, ha estructurado un modelo que ordene el crecimiento y aplica permanentemente su Política de Inversión, a través de la cual el grupo declara los criterios y define el marco de actuación dentro de los cuales se realiza el análisis y evaluación, toma de decisión y seguimiento de las inversiones, buscando que aseguren el crecimiento con rentabilidad del Grupo Empresarial y permitan la generación de valor. Adicionalmente, se hace seguimiento, evaluación y recomendación permanente al cumplimiento del plan de negocio.

- **Riesgos Operacionales**

Fallas Humanas o de Procedimiento. Este riesgo se refiere a la desviación entre el deber ser y lo que se hace debido a interpretaciones subjetivas de un procedimiento o norma, descuidos, negligencias, falta de planes de trabajo, errores u omisiones, así como las fallas relacionadas con los procedimientos mismos, tales como: inadecuada documentación, ausencia de mecanismos de medición y falta de definición de acciones correctivas y preventivas en los procesos de la empresa. Para gestionar adecuadamente este riesgo, ISA adelanta medidas tendientes a perfeccionar la interiorización de los procedimientos establecidos en los protocolos de operación y mantenimiento, a implementar nuevos desarrollos en tecnologías de punta y a reforzar acciones de capacitación y entrenamiento para todos los procesos.

Capital Humano. Para el desarrollo de la Mega del negocio, ISA necesita contar con un adecuado capital humano, tanto en cantidad como en calidad. La falta o inoportuna toma de decisiones asociadas al recurso humano, la ausencia de buenas prácticas de retención, vinculación y desvinculación de empleados, cuadros de reemplazo, planeación y capacitación del talento humano, pueden generar consecuencias adversas en la gestión empresarial. La definición e implementación de los planes de formación integral, el modelo de competencias, la metodología de evaluación del desempeño, la definición de lineamientos y mecanismos de movilidad entre las empresas del Grupo, la definición de directrices y nueva estructura salarial para el sistema de compensación, la estructuración del proceso de transformación cultural y la medición del clima organizacional, son algunas de las herramientas con las que actualmente cuenta la empresa para gestionar adecuadamente su talento humano.

2.5. Patentes, Marcas y otros Derechos

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. posee las siguientes marcas y lemas comerciales registrados:

- Marca mixta y nominativa ISA: Registrada en Colombia, Perú, Bolivia, Ecuador, Brasil, Chile, Panamá y Argentina.,
- Marca nominativa ISA CAPITAL: Registrada en Colombia y Brasil.
- Marca nominativa y mixta GRUPO ISA: Registrada en Colombia, Perú, Bolivia, Ecuador, Brasil, Chile, Panamá y Argentina.
- Marca nominativa ISANET: Registrada en Colombia.
- Marca mixta y figurativa ISA ACCIONES PARA TODOS: Registrada en Colombia.
- Marca nominativa y mixta SISTEMA DE INFORMACION PARA LA GESTION OPERATIVA DE LA RED DE TRANSPORTE: Registrada en Colombia.
- Marca nominativa ISA PERU: Registrada en Perú.
- Marca nominativa ISA BOLIVIA: Registrada en Bolivia.

2.6. Personal Directivo

La Junta Directiva nombra al Gerente General y sus suplentes. Los demás funcionarios directivos que se listan a continuación son elegidos por el Gerente General. La siguiente tabla muestra los funcionarios directivos a la fecha del presente Prospecto de Información:

Nombre	Cargo	En el cargo desde
Luis Fernando Alarcón Mantilla	Gerente General	01/07
César Augusto Ramírez Rojas	Gerente de Estrategia Corporativa	06/05
Carlota María Nicholls Estrada	Gerente Administrativo	06/05
Ana Mercedes Villegas	Gerente de Transporte de Energía	08/08
Guillermo Márquez Moreno.	Gerente de Proyectos de Infraestructura	02/07
Camilo Barco M.	Gerente de Finanzas Corporativas	09/08
John Byron Pérez Díez	Auditor Corporativo	12/06

A continuación una descripción breve de la hoja de vida de nuestros funcionarios directivos:

Luis Fernando Alarcón Mantilla

El señor Alarcón obtuvo un título de Ingeniería Civil de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Los Andes, Colombia (1975), y obtuvo una maestría en Ingeniería Civil (sistemas de recursos hidráulicos) del Massachusetts Institute of Technology (1979). Asistió el Programa Superior de la Universidad de Oxford (1995). El señor Alarcón ocupó el cargo de Ministro de Hacienda de Colombia desde mayo de 1987 hasta agosto de 1990, fue el representante de Colombia ante el Banco Interamericano de Desarrollo, donde además fue Director Ejecutivo desde septiembre de 1990 hasta junio de 1991. El señor Alarcón fue presidente de la Flota Mercante GranColombiana (1991-1997), Presidente de Comunican Multimédios (2000) y Presidente de Asofondos (2001-2007). Antes de vincularse a la compañía como Gerente General, el señor Alarcón fue presidente de nuestra Junta Directiva por cinco años. Actualmente, el señor Alarcón es el presidente de las juntas directivas de todas nuestras subordinadas.

César Augusto Ramírez Rojas

El señor Ramírez obtuvo su título de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Colombia (1979), obtuvo una maestría en Investigación Operacional de la Universidad de Strathclyde (1986), e igualmente obtuvo un título de postgrado en Gestión de Calidad de la Universidad EAFIT (2001). La carrera profesional del señor Ramírez comenzó en la compañía en el año 1980 como ingeniero, ocupando varias posiciones entre ellas la de funcionario de relaciones sectoriales, jefe del Departamento de Planeación Energética, jefe del Departamento de Planeación y Gerente Administrativo. Ha sido el Gerente de Estrategia Corporativa desde el año 2005. El señor Ramírez es también miembro de la junta directiva de CTEEP, REP y Transmantaro.

Carlota María Nicholls Estrada

La señora Nicholls es Ingeniero Industrial de la Universidad de Antioquia (1985), con una Maestría en Desarrollo de Recursos Hidráulicos de la Universidad Nacional de Colombia (1988) y una especialización en Economía Energética del Instituto Argentino de Economía Energética (1992). La señora Nicholls se vinculó a la compañía en 1982 como Ingeniero Asistente y ha sido Jefe de Análisis del Departamento de Planeación de Generación, Jefe del Departamento de Análisis de Inversiones y Gerente de Estrategia y Desarrollo. Se desempeña como Gerente Administrativo desde 2005 y es miembro suplente de la Junta Directiva de XM.

Ana Mercedes Villegas Mejía

La señora Villegas es Ingeniera Electricista de la Universidad Pontificia Bolivariana (1984), con una Maestría en Aprovechamiento de Recursos Hidráulicos de la Universidad Nacional De Colombia (1991). La Sra Villegas se vinculó a la compañía en 1985 como Ingeniero Programación Estudios, ha sido Ingeniero Especialista Transmisión, Directora Planeación Energética y Directora Desarrollo del Servicio de Transporte de Energía. Actualmente se desempeña como Gerente Transporte de Energía.

Guillermo Márquez Moreno

El señor Márquez se graduó como Ingeniero Eléctrico de la Universidad de los Andes en 1981. Empezó a trabajar con nosotros en 1983, primero como ingeniero en el área de planeación de transmisión de energía (1983-1985), luego como ingeniero en el área de construcción de subestaciones (1985-1986), como especialista en diseño de subestaciones (1986-1993) y como director de proyectos (1993-1996). Desde 1996 al año 2007 ocupó varios cargos directivos en nuestra empresa, en áreas tales como Proyectos, Ofertas y Convocatorias y, recientemente Nuevos Negocios en Brasil. El señor Márquez fue nombrado Gerente de Proyectos de Infraestructura en febrero de 2007.

Camilo Barco M.

El señor Barco es Abogado del Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario y Especialista en Legislación Financiera de la Universidad de los Andes. Cuenta con experiencia como Trader de inversiones, Comisionista de Bolsa, Director de Proyectos de Inversión, Gerente de Planeación, Asesor de Proyectos Especiales de la Dirección General de Crédito Público. Sus experiencias laborales más recientes, antes de vincularse a ISA como Gerente de Finanzas Corporativa, fueron Gerente de Consultoría Financiera de Deloitte Consulting y Chief Financial Officer del Grupo Coremar.

John Byron Pérez Díez

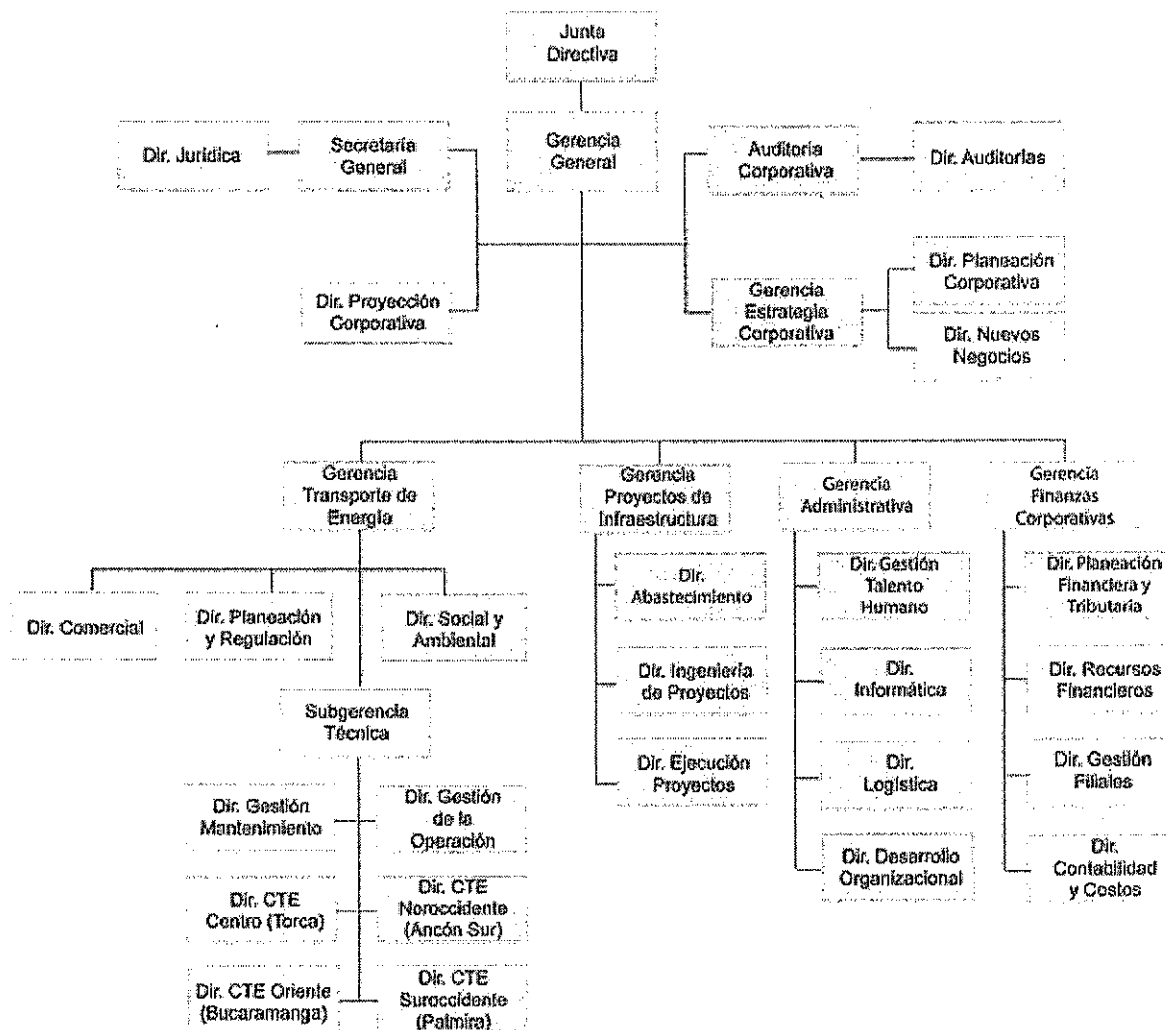
El señor Pérez es Contador Público de la Universidad de Medellín (1993). Antes de su vinculación a la compañía, el señor Pérez trabajó como Auditor de C.I. Banacol S.A. y participó también en los departamentos de auditoría de Orbitel y Pricewaterhouse Coopers.

Juan David Bastidas Saldarriaga

El señor Bastidas es abogado de la Universidad Pontificia Bolivariana (1989) y Especialista en Derecho Comercial de la misma universidad (1990). El señor Bastidas recibió también un título de MBA de la Universidad de Nueva York (1993) y tiene una especialización en Negocios Internacionales de la Universidad EAFIT (2000). Se vinculó como Secretario General Delegado en abril de 1996. El señor Bastidas trabajó con el gerente de finanzas como director alterno del proyecto "ISA acciones para todos" en el año 2000 y como Coordinador del equipo de financiamiento y gestión de deuda. Entre 1994 y 1995, el señor Bastidas trabajó en el Banco Industrial Colombiano como abogado responsable de negocios internacionales.

3. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL EMISOR

A. Estructura Orgánica del Emisor



B. Junta Directiva

Nuestra Junta Directiva está conformada por siete miembros principales y siete miembros suplentes, uno por cada miembro de la Junta Directiva. En ausencia del miembro titular, cada uno de los suplentes tiene las mismas facultades de voto de ese miembro. Los miembros y sus suplentes son elegidos por los accionistas en la Asamblea General de Accionistas mediante el método de votación de cuociente electoral para periodos de un año y con base en los conocimientos, experiencia y liderazgo de los candidatos. De conformidad con nuestros Estatutos, los miembros principales y miembros suplentes de la Junta Directiva pueden ser reelegidos o removidos por los accionistas.

Bajo el sistema del cuociente electoral, cada titular de Acciones Ordinarias tiene derecho a nominar para elección a uno o más miembros de la Junta Directiva a través de la presentación de una lista de nominados en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas. Cada nominación de uno o más

miembros de la Junta Directiva constituye un grupo para efectos de la elección, y cada grupo de nominados debe contener una jerarquía respecto del orden de preferencia de los nominados que serán elegidos en ese grupo. Los nominados deben aceptar expresamente su nominación por escrito. Una vez se nominan todos los grupos, los titulares de las Acciones Ordinarias pueden emitir un voto por cada Acción Ordinaria que posean a favor de un grupo específico de nominados incluidos en una lista. No se podrán emitir votos para nominados específicos en un grupo, sino para el grupo completo; el número total de votos emitidos en la elección se divide por el número de directores a elegir. El cuociente que resulte es el número de votos necesarios para elegir cada director en particular. Cada vez que el número de votos emitidos por un grupo de nominados sea divisible por el cuociente de votos, será elegido un nominado de ese grupo, en el orden de jerarquía de ese grupo. Cuando ningún grupo tenga suficientes votos residuales para llenar el cuociente de votos necesarios para elegir un director, entonces el cargo o cargos restantes de la Junta Directiva se llenarán eligiendo al nominado residual más alto de un grupo que posea el número más alto de votos residuales emitidos hasta llenar los cargos sobrantes. En caso de empate en los residuos, se elegirá al miembro al azar. Bajo la Ley 964, por lo menos el veinticinco por ciento (25%) de los miembros de la Junta Directiva, en nuestro caso dos miembros principales y dos miembros suplentes deben ser miembros independientes.

Para los efectos de dicha Ley, se entiende por independiente, aquella persona que en ningún caso sea: 1). Empleado o directivo del emisor o de alguna de sus filiales, subordinadas o controlantes, incluyendo aquellas personas que hubieren tenido tal calidad durante el año inmediatamente anterior a la designación, salvo que se trate de la reelección de una persona independiente. 2). Accionistas que indirectamente o en virtud de convenio que dirijan, orienten o controlen la mayoría de los derechos de voto de la entidad o que determinen la composición mayoritaria de los órganos de administración, de dirección o de control de la misma. 3). Socio o empleado de asociaciones o sociedades que presten servicios de asesoría o consultoría al emisor o a las empresas que pertenezcan al mismo grupo económico del cual forme parte esta, cuando los ingresos por dicho concepto representen para aquellos, el veinte por ciento (20%) o más de sus ingresos operacionales. 4). Empleado o directivo de un fundación, asociación o sociedad que reciba donativos importantes del emisor. Se consideran donativos importantes aquellos que representen más del veinte por ciento (20%) del total de donativos recibidos por la respectiva institución. 5). Administrador de una entidad en cuya junta directiva participe un representante legal del emisor. 6) persona que reciba del emisor alguna remuneración diferente a los honorarios como miembro de la junta directiva, del comité de auditoría o de cualquier otro comité creado por la junta directiva. Adicionalmente, la ley colombiana ordena a todos los miembros de la Junta Directiva hacer uso de su juicio independiente en todas las circunstancias. Nuestra Junta Directiva cumple tales requisitos y nuestros estatutos incluyen una disposición que contempla que los miembros de la Junta Directiva deberán ejercer un juicio independiente al momento de votar la decisión.

Algunas de las principales funciones de la Junta Directiva son: nombrar, remover y reelegir al Gerente General y sus tres suplentes, según sea el caso; aprobar las políticas laborales, número de empleados y pautas para su remuneración; aprobar el presupuesto anual y nuestro Código de Buen Gobierno; presentar las cuentas, balances e inventarios ante la Asamblea de Accionistas; proponer a la Asamblea de Accionistas la aprobación de fondos discrecionales de reserva y pago de dividendos, reglamentar la emisión y colocación de acciones y bonos; autorizar el establecimiento de sucursales y la venta, liquidación, transferencia, enajenación o arrendamiento de nuestros activos o propiedades, por un valor entre 5.0% y 15.0% de la capitalización bursátil; establecer los criterios, procedimientos y autoridad a que deben acogerse nuestros empleados en materia contractual; asegurar el cumplimiento del Código de Buen Gobierno y resolver reclamos que puedan presentarse con ocasión de su incumplimiento; presentar ante la Asamblea de Accionistas información relativa a la adopción y cumplimiento de medidas específicas del ámbito de nuestra gestión, manejo y divulgación de información.

La Junta Directiva se reúne por lo menos una vez al mes en las oficinas de la compañía o en cualquier otro lugar que la Junta Directiva designe. El Gerente General puede convocar las reuniones de Junta Directiva, así como el auditor o dos miembros principales de la Junta Directiva. Cada convocatoria a la Junta Directiva debe contener el orden del día para esa sesión y los informes que debe presentar el Gerente General y los demás funcionarios ejecutivos. El Gerente General puede participar en las reuniones de la Junta Directiva, pero no tendrá derecho de voto. La Junta Directiva no puede deliberar ni adoptar decisiones válidas con menos de seis de sus miembros, de los cuales, al menos tres deberán ser miembros principales, por oposición a los miembros suplentes. Las decisiones se adoptarán con el voto favorable de al menos cinco de los miembros presentes.

El 26 de diciembre de 2003 la Junta Directiva creó el Comité de Auditoría, el cual está a cargo, entre otras, de aprobar las políticas de control y de supervisar su cumplimiento; informar a la Junta Directiva o a la Asamblea General de Accionistas acerca de cualesquiera riesgos sustanciales que puedan presentarse frente a la condición financiera de la compañía; presentar a la Asamblea General de Accionistas los resultados de la evaluación de candidatos para el cargo de auditor; supervisar el cumplimiento del Código de Buen Gobierno, y conocer de cuestiones relativas a reclamos presentados ante la Junta Directiva por parte de los accionistas y de inversionistas, según se contempla en nuestros Estatutos y en el Código de Buen Gobierno.

La siguiente tabla muestra los miembros principales y miembros suplentes de la Junta Directiva a la fecha del presente Prospecto de Información.

Miembros	En el cargo desde	Miembros Suplentes	En el cargo desde
Ministro de Minas y Energía (actualmente el doctor Hernán Martínez Torres)	03/06/06	Vice Ministro de Minas y Energía (actualmente el doctor Manuel Fernando Manguashca Olano)	03/27/03
Vice Ministro de Hacienda (actualmente la Dra. Gloria Inés Cortés Arango)	03/29/04	Asesora legal del Ministro de Hacienda (actualmente la Dra. Nhora Abuchar Chamie)	03/29/04
Isaac Yanovich Farbaizarz	03/18/02	Director de Crédito Público (actualmente la Dra. Viviana Lara Castilla)	05/02/08
Federico Restrepo Posada*	01/04/08	Jesús Aristizabal Guevara*	03/29/05
Santiago Montenegro Trujillo*	03/30/07	Jorge Hernán Cárdenas Santamaría*	06/11/01
Luisa Fernanda Lafaurie Rivera*	03/27/06	Luis Fernando Uribe Restrepo*	03/30/00
Orlando Cabrales Martínez	03/27/03	Andrés Felipe Mejía Cardona	03/22/01

*Miembros independientes de conformidad con lo dispuesto en la Ley 964 de 2005.

A continuación una breve descripción de la hoja de vida de los miembros de la Junta Directiva:

Hernán Martínez Torres

El doctor Martínez es el Ministro de Minas y Energía de Colombia. Es Ingeniero Químico de la Universidad Pontificia Bolivariana, con estudios de post-grado en Gestión Petrolera de Northwestern University en Chicago. Ha trabajado como Presidente de International Resources Corporation - Interco, y como representante de EXXON MOBIL y de varias empresas EXXON MOBIL en Colombia. Es miembro de la junta directiva de Cartón Colombia S.A., INVERSURA, Transelca, ISA, y Cementos del Caribe, y es el Representante del Presidente de Colombia ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Gloria Inés Cortés Arango

La doctora Cortés es la Vice Ministra de Hacienda y Crédito Público de Colombia. Anteriormente fue designada y ejerció como Directora General del Tesoro Nacional en el MHCP. La Dra. Cortés obtuvo su título de economista de la Pontificia Universidad Javeriana. La Dra. Cortés ha asistido a numerosos cursos de actualización en gestión, administración, mercados, finanzas, derivados y sistemas operativos, entre otros. Cuenta con amplia experiencia en los sectores público y privado. Anteriormente, la Dra. Cortés ocupó cargos administrativos en Banco Extabandes de Colombia, Teletudio Ltda., Banco Tequendama y FOGAFIN. Ha participado como miembro de la junta directiva de Compañía de Seguros La Previsora, CORPAVI, Pronta S.A., Compañía de Financiamiento Comercial, y Bancafé.

Isaac Yanovich Farbaizarz

El señor Yanovich obtuvo el título de Ingeniero Industrial de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de los Andes, Colombia y de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Pittsburgh, USA (1964). El señor Yanovich obtuvo una Maestría en el Massachusetts Institute of Technology, USA (1966). El señor Yanovich fue socio fundador y funcionario de Betainvest S.A., y actuó también como presidente de Invesa S.A., presidente de Lloreda Gasas S.A. y vice-presidente ejecutivo de Tecnoquímicas S.A. Anteriormente, el señor Yanovich participó como miembro de la Junta Directiva de ECOPETROL, Interbanco S.A., Internaciones S.A. Fue presidente de ECOPETROL desde el año 2002 hasta el año 2006 y es miembro de la Junta Directiva de CTEEP.

Federico Restrepo Posada

Es ingeniero civil, de la Universidad Nacional y Msc en ingeniería con énfasis en hidrología y planeamiento de recursos hidráulicos de la Universidad de Mississippi.

El doctor Restrepo Posada estuvo vinculado a la firma de ingeniería de consulta INTEGRAL S.A. desde marzo de 1979 hasta diciembre de 2003 y allí desempeñó varios cargos, entre ellos la Presidencia Ejecutiva. Se desempeñó como Director del Departamento Administrativo de Planeación del Municipio de Medellín en el período 2004 a 2007.

Ha sido miembro de las Juntas Directivas de las siguientes entidades: Comité de Empresarios para el Apoyo a la Investigación y a la Gestión Tecnológica de la Universidad de Antioquia, Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA, Metro de Medellín, Empresas Públicas de Medellín, E.S.P., Túnel de Occidente, Centro de Ciencia y Tecnología de Antioquia (CTA).

Santiago Montenegro Trujillo

El doctor Montenegro obtuvo su título de Economista de la Universidad de los Andes, y un título de Maestría en Economía de la misma universidad. Obtuvo también un título de maestría en Economía del London School of Economics y un Ph.D. en Economía de la Universidad de Oxford. El doctor Montenegro fue presidente de la Asociación Nacional de Instituciones Financieras (2001-2002), director del DNP (2002-2006) y economista del Banco Interamericano de Desarrollo (2006-2007); también fue asesor del gobierno colombiano para asuntos relacionados con la industria cafetera y decano de la Facultad de Economía de la Universidad de los Andes (2006-2007). Desde enero de 2007 fue presidente de la Asociación Colombiana de Administradoras de Fondos de Pensiones y Cesantías. El doctor Montenegro es fundador de la Escuela Internacional de Verano de la Universidad de los Andes y es también autor y editor de numerosos libros y publicaciones en materia económica y financiera.

Luisa Fernanda Lafaurie Rivera

La señora Lafaurie obtuvo su título de Economista de la Pontificia Universidad Javeriana, Colombia, donde también obtuvo un grado de maestría en Alta Gerencia y Administración de Empresas (MBA). La señora Lafaurie fue designada como Ministra de Minas y Energía de Colombia donde permaneció desde octubre de 2001 hasta agosto de 2002. La señora Lafaurie ha actuado también como asesora financiera y comercial de Scudder Kemper - Termotasajero y Parsons de Colombia y como funcionaria de ventas de Carbones de Colombia S.A. Fue miembro de la Junta Directiva de Ocesa S.A., Oleoducto Central de Colombia S.A., y ECOPETROL, entre otras. Es consultora independiente para la implementación de estrategias empresariales y financieras. La señora Lafaurie es miembro de la Junta Directiva de CTEEP.

Orlando Cabrales Martínez

El señor Cabrales es Ingeniero Químico de la Universidad Pontificia Bolivariana y cuenta con amplia experiencia en la industria petrolera y petroquímica. Ha actuado como presidente y miembro de la junta directiva de numerosas compañías petroquímicas y petroleras y también como Ministro de Minas y Energía y Ministro de Desarrollo Económico de Colombia. El señor Cabrales es el Presidente de Polipropileno del Caribe S.A. y fue: presidente de Diners Club de Colombia S.A., presidente fundador de Compañía de Registros Sísmicos para Exploración Petrolera S.A., presidente de Avianca S.A., y vice-presidente sustituto de ECOPETROL. El señor Cabrales ha sido miembro de las juntas directivas de Carbones de Colombia S.A., Monomeros Colombo Venezolanos, Colgas S.A., Promigas S.A., Vikingos de Colombia S.A., Invercrédito S.A., Surtigas S.A. de C.V., Gases del Caribe, Terpel-Bucaramanga S.A., Banco Santander Colombia S.A., Petroquímica del Atlántico, Unial S.A., Redes de Colombia S.A., Sismocol S.A., Leasing Arfisa, Proelectrica Ltda., Ingeser de Colombia S.A., PETRONOR-Petróleos del Norte S.A., Americatel Colombia S.A., Asociación Colombiana de Industrias Plásticas (ACOPLASTICOS), Instituto de Fomento Industrial, ISAGEN, CORELCA, Fondo FEN Colombia, Empresa Colombiana de Carbón S.A. (ECOCARBON), Valores Bavaria S.A., Corporación Financiera del Norte S.A., Sofasa S.A., Avianca S.A., El Espectador S.A., Colombiana de Seguros S.A. (COLSEGUROS), Algranel S.A. y Aires S.A..

Manuel Fernando Maiguashca Olano

El señor Maiguashca es economista de College Station Texas A&M University con Especialización en Gobierno, Gerencia y Asuntos Públicos de la Universidad Externado de Colombia y Columbia

University. Desde enero de 2003 desempeña el cargo de Viceministro de Minas y Energía en el MME. Ha ocupado, entre otros, los siguientes cargos: Consultor Financiero de CITILAN (Buenos Aires - Argentina); Socio fundador y Gerente General de MeQuedo.com; Vicepresidente de Altima Capital Management (Fondo de Capital de Riesgo); Asesor Proyectos Especiales en el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

El Sr Maiguashca pertenece a las Juntas Directivas de ISAGEN, ISA, Financiera Energética Nacional (FEN), ECOPETROL, METROCALI, al Comité Directivo de la UPME, Comité Consultivo de EMCALI (Representante del Presidente), y al Consejo Directivo del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE).

Nhora Abuchar Chamir

La señora Abuchar obtuvo su título de Abogada de la Universidad de Medellín y se especializó en Derecho Económico en la Universidad Externado de Colombia. Trabajó para el INDERENA como jefe de División de Servicios Generales desde octubre de 1984 hasta junio de 1985, fue Gerente de la sucursal en Bogotá de Constructora de Cocinas Limitada (1984-1985), Gerente General de APV Fabricando Limitada (1985-1995) y posteriormente se dedicó al ejercicio profesional (1997-1998). Actualmente y desde noviembre de 1998 la Sra Abuchar es asesora del Despacho del Ministro de Hacienda y Crédito Público y se ha desempeñado en varias oportunidades como Secretaria General Encargada del MHCP.

Viviana Lara Castilla

Abogada de la Universidad de los Andes con Maestría en Derecho Administrativo de la Université de Paris II Sorbonne, París.

Desde el febrero de 2008 se desempeña como Director General de Crédito Público y Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Ha ocupado los cargos de Vicepresidente de Infraestructura en la Corporación Andina de Fomento –CAF, Asesora Banca Multilateral en el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Gerente Administrativa y Financiera en la Organización Terpel, Dictora Distrital de Crédito Público de la Secretaría de Hacienda de Bogotá, Asociada de la firma Brigard & Urrutia Abogados, Subdirectora de Contratación y Seguimiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Dirección General de Crédito Público entidad en la que también laboró como Asesor de la Oficina Jurídica.

La doctora Viviana Lara ha realizado cursos y seminarios sobre Construcción y mantenimiento de infraestructuras: ferrocarriles, puertos y carreteras, Mercado de capitales y manejo del riesgo financiero, Diplomado en Finanzas Públicas, Aspectos prácticos de las leyes de control y ajuste fiscal, Credit Ratings and Bond Issuing at the Subnational Level, "The Export-Import Bank of Japan, Matemáticas Financieras para ejecutivos del sector financiero, Seminario Calidad Total, Seminario Habilidades de Dirección-Liderazgo, La Función Pública Nacional y la Integración Regional, II Seminario Interamericano de formulación, evaluación y gestión de proyectos de inversión, Seminario de Cobertura de Riesgos y tasas de interés, Curso de matemáticas financieras y análisis de inversión. Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Jornadas de actualización en las reformas financiera, tributaria, cambiaria y laboral y Contabilidad.

Jesús Arturo Aristizábal Guevara

El señor Aristizábal fue designado por EPM para ser miembro de la Junta Directiva de ISA. Es

Ingeniero Civil de la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia, y obtuvo un título de especialización en Vías y Transporte. En enero de 2001 el señor Aristizábal fue designado como gerente de generación de energía de Empresas Públicas de Medellín, donde anteriormente ocupó el cargo de sub-gerente y gerente general alterno. El señor Aristizábal ha actuado como gerente administrativo, gerente de servicios y gerente general de Empresa de Transporte Masivo del Valle de Aburrá Ltda. - Metro de Medellín; gerente general de Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P.; secretario de obras públicas del Departamento de Antioquia; presidente de la Universidad de Antioquia; presidente del Politécnico Colombiano Jaime Isaza Cadavid; gerente general de Empresas Varias de Medellín; gerente general de Corporación Forestal de Antioquia S.A.; y decano de la Facultad de Economía e Ingeniería Civil de la Universidad de Medellín. El señor Aristizábal ha sido miembro de la junta directiva y de los comités directivos de Empresas Públicas de Medellín, Beneficencia de Antioquia, Empresas Departamentales de Antioquia, Empresas Varias de Medellín, Gases de Antioquia S.A., y Sociedad Antioqueña de Ingenieros y Arquitectos. El señor Aristizábal también representa a Empresas Públicas de Medellín ante la Junta Directiva de ISAGEN y Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P.

Jorge Hernán Cárdenas Santa María

El señor Cárdenas es Ingeniero Industrial de la Universidad de los Andes y realizó un Master of Arts in Economics en la Universidad de Minnesota y un Master of Science in Management - MIT Sloan School. Ha sido becario fulbright. Se ha desempeñado como Decano de la Facultad de Administración de la Universidad de los Andes; Asesor Especial del Secretario General de la Organización de los Estados Americanos (OEA), Consejero Presidencial para la modernización del Estado, Vicerector General de la Universidad Nacional de Colombia, Director CID Universidad Nacional y Jefe de la División Especial de Corporaciones Regionales del Departamento Nacional de Planeación (DNP).

Luis Fernando Uribe Restrepo

Abogado de la Universidad Pontificia Bolivariana (Medellín). Especializado en Derecho Económico de la Universidad del Rosario (Bogotá), en Derecho Financiero de la Universidad de los Andes (Bogotá), y en Estudios Legales Internacionales (LLM - Master) en la American University en Washington D.C. Actualmente se desempeña como Decano de la Escuela de Derecho y Ciencias Políticas de la Universidad Pontificia Bolivariana. Se ha desempeñado como profesor en la Universidad Pontificia Bolivariana, Universidad de los Andes, Universidad del Rosario y Externado de Colombia; Asesor Jurídico, Secretario General y Presidente de la Comisión Nacional de Valores hoy Superintendencia Financiera; Secretario Jurídico de la Presidencia de la República; Presidente de la Bolsa de Medellín S.A.; Presidente de la Fundación para el Progreso de Antioquia (PROANTIOQUA). El doctor Luis Fernando Uribe ha sido miembro de las Juntas Directivas del Fondo de Garantías de Instituciones Financieras (FOGAFIN), del Depósito Centralizado de Valores de Colombia S.A. (DECEVAL S.A.), de Cadena de Almacenes Colombianos S.A. (CADENALCO S.A.), entre otras. Actualmente es miembro de las Juntas Directivas de ISA e ISAGEN.

Andrés Felipe Mejía Cardona

Graduado en Economía en la Universidad de Michigan, Ann Arbor. Ha realizado Magister en Administración en la Universidad EAFIT; Diplomado en Planeación Estratégica de la Universidad de Barcelona, y Diplomado en Alta Gerencia en la Universidad de los Andes. Actualmente es Gerente General de Mecánicos Unidos S.A. Es miembro de la Junta Directiva de Federación Colombiana de Industrias Metalmeccánicas (FEDEMETAL), Empresa Departamental de Telecomunicaciones S.A.

E.S.P. (EDATEL), Pensiones y Cesantías Protección S.A. (PROTECCION S.A.), Compañía de Financiamiento Comercial Sufinanciamiento S.A. (SUFINANCIAMIENTO S.A.), Isagen S.A. E.S.P. (ISAGEN).

El monto total de la remuneración pagada a nuestros miembros de Junta Directiva por la asistencia a las Juntas y Comités durante el año fiscal terminado el 31 de diciembre de 2007, fue \$303 millones. Como remuneración por sus servicios todos los miembros de la Junta Directiva reciben tres SMLMV por su asistencia a cada reunión de la junta.

4. ASPECTOS RELACIONADOS CON NUESTRA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN E INGRESOS OPERACIONALES

A. Dependencia de los principales proveedores y clientes superior al 20%.

A la fecha no dependemos de ninguno de nuestros proveedores ni de nuestros clientes en un grado mayor al 20%.

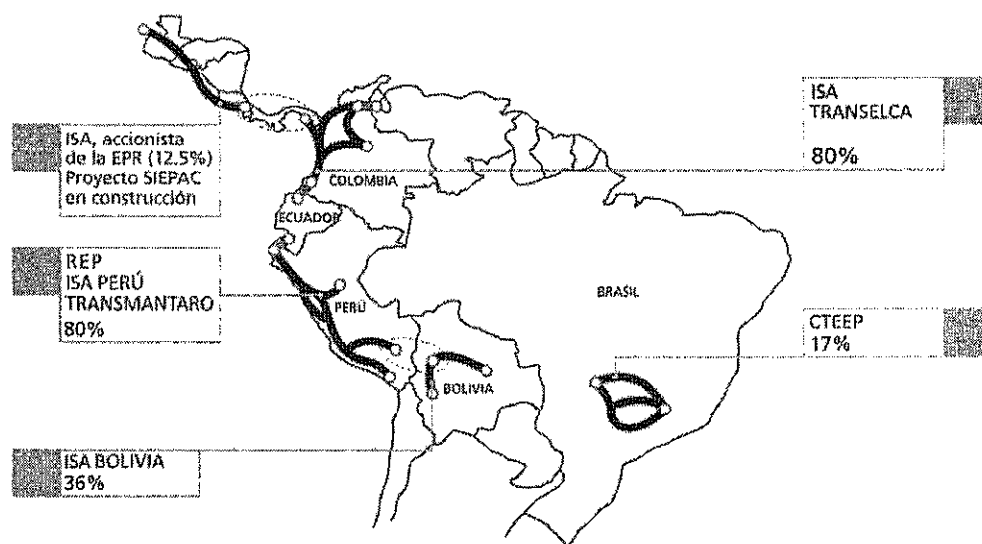
B. Nuestras principales actividades productivas y de ventas

4. 1. Visión General

ISA es una compañía colombiana, constituida como sociedad anónima y organizada como empresa de servicios públicos. Nuestro negocio principal es la transmisión de electricidad desde plantas de generación hacia redes de distribución y centros de consumo en Colombia, Brasil, Perú y Bolivia. Con cerca de 38.000 km de circuito y más de 60,000 MVA de transformación (incluyendo reserva) creemos que somos una de las compañías de transmisión de electricidad más grandes en Latinoamérica. Directamente, y través de nuestras subordinadas y compañías relacionadas somos la compañía de transmisión de electricidad más grande en Colombia y Perú y la segunda en Brasil, con base en el total de activos e ingresos.

Además de nuestro negocio principal de transmisión de electricidad, directamente y a través de nuestras subordinadas y compañías relacionadas, suministramos una amplia gama de servicios que provienen de nuestra experiencia en la industria eléctrica y de la capacidad de nuestra infraestructura de transmisión de electricidad, incluidos (i) servicios de interconexión al STN en Colombia, (ii) servicios de telecomunicaciones en Colombia y Brasil y (iii) y los nuevos servicios de infraestructura lineal liderada por la Matriz.

El siguiente mapa muestra los países donde operamos y nuestra participación en los ingresos derivados de la actividad de transmisión:



* Porcentajes aproximados. La información de Perú corresponde a 2006.

4.2. Fortalezas Competitivas

Creemos que nuestro negocio de transmisión de electricidad cuenta con las siguientes fortalezas:

- **Posición de Líder en el Mercado en Colombia.** Somos la compañía de transmisión de electricidad más grande en Colombia en términos de total de activos, ingresos y capacidad de transformación. Nuestros activos de transmisión de electricidad representan el 80% de los activos de transmisión de electricidad que conforman el STN. Consideramos que esta posición nos brinda las siguientes ventajas competitivas:
 - (i) La configuración y longitud de nuestras redes de transmisión eléctrica en Colombia hace que contemos con la mayor participación en el sistema interconectado nacional. En consecuencia, contamos con una posición única para participar en procesos de licitación para nuevos proyectos de transmisión de electricidad, debido a que nuestra infraestructura existente, personal de mantenimiento y operación, y conocimiento del sector de transmisión de electricidad colombiano nos permite ofrecer servicios de transmisión de electricidad a costos más eficientes que la mayoría de nuestros competidores.
 - (ii) Nuestra actividad en Colombia por 41 años nos ha permitido desarrollar una relación de mutua cooperación y apoyo con las comunidades y autoridades locales en las áreas donde operamos. Estas relaciones nos han permitido por ejemplo, obtener más del 95% de nuestras servidumbres a través de contratos negociados con partes privadas sin la necesidad de recurrir a procesos de imposición de servidumbres, y hemos podido terminar muchos proyectos antes de tiempo, lo que ha mejorado el retorno de nuestras inversiones en dichos proyectos. Creemos que en proyectos futuros para la construcción de nuevos activos de transmisión de electricidad podremos continuar aprovechando nuestra sólida relación con los

gobiernos y las comunidades locales para obtener las servidumbres necesarias para desarrollar dichos proyectos en una manera eficiente en cuanto a costo y tiempo.

Consideramos que nuestra presencia regional nos brinda las siguientes ventajas competitivas:

- (i) La composición de nuestros ingresos está conformada por la participación de cada uno de nuestros países, en los que tenemos negocios, así: Colombia 38.30%, Brasil 53.26%, Perú 7.44% y Bolivia 1.00%, los países mencionados han experimentado varios años de estabilidad económica y crecimiento. Adicionalmente, nuestros Ingresos Regulados provenientes de nuestras operaciones están denominados en diferentes monedas y ajustados a través de mecanismos que tienen en cuenta cambios en las condiciones económicas de los países donde operamos. Así mismo, nuestros Ingresos Regulados están sujetos a revisión, ajustes y otro tipo de acción regulatoria con base en principios y definiciones regulatorias de cada país, que difieren de aquellos que se aplican en Colombia.
- (ii) El costo marginal por la generación de electricidad en los países donde operamos varía significativamente de país a país dependiendo del marco regulatorio aplicable, la infraestructura y las condiciones hidroeléctricas y de mercado en dichos países. Nuestros activos de transmisión eléctrica en Colombia, Brasil, Perú y Bolivia y las interconexiones que poseemos u operamos entre Venezuela y Colombia, Colombia y Ecuador, y Ecuador y Perú nos brinda ventajas estratégicas debido a las diferencias en los costos marginales de electricidad que se presentan en los diferentes países donde se genera energía. Dichas diferencias crean una oportunidad para desarrollar nuevas interconexiones internacionales, las cuales, pueden, a su vez, aumentar nuestros ingresos.

- *Experiencia sustancial en la administración, operación y desarrollo de sistemas de transmisión de electricidad, con un sólido desempeño y eficiencia.* Tenemos gran experiencia en la operación de sistemas de transmisión de electricidad y hemos recibido múltiples certificaciones ISO sobre nuestros procesos comerciales, técnicos y administrativos, incluyendo la calidad de nuestros servicios y los estándares ambientales y de seguridad.

En Colombia hemos alcanzado de manera consistente altos niveles de disponibilidad operacional (99.92%, 99.93%, 99.94%, y 99.93% en los años 2007, 2006, 2005 y 2004, respectivamente, y a octubre de 2008 se encuentra en 99.83 %), que superan los estándares de calidad establecidos por la CREG. adicionalmente somos una de las compañías de transmisión eléctrica más eficientes en Latinoamérica. Tenemos gran experiencia en el desarrollo de nuevos proyectos de transmisión eléctrica y consideramos que nuestro desempeño operacional, experiencia administrativa y alto nivel de ingeniería para el desarrollo y operación de proyectos de transmisión de electricidad, nos permite aprovechar oportunidades de crecimiento en el negocio de transmisión de electricidad en Latinoamérica.

- *Fuerte y estable generación de entrada de flujos de efectivo y sana posición financiera para mantener crecimiento.* Nuestra sólida generación de entrada de flujos de efectivo nos ha ayudado a fortalecer nuestro balance general y a obtener una sana posición financiera. Adicionalmente, la naturaleza regulada de la actividad de los negocios de transmisión de electricidad que operamos en Colombia, Brasil, Perú y Bolivia nos brinda un flujo estable y predecible de ingresos y márgenes. Nuestros Ingresos Regulados se ajustan para tener en cuenta cambios en el índice de precios al productor, en el índice de precios al consumidor y precios al productor. Adicionalmente, nuestros Ingresos Regulados, por lo general, no se ven afectados por cambios en el volumen de electricidad vendida o en los precios de la electricidad. Lo anterior nos brinda flujos de efectivo fuertes, predecibles y bastante estables y,

junto con nuestras calificaciones de crédito e historial en los mercados de capitales, nos permite planificar y financiar nuestros gastos de capital y planes de crecimiento.

- *Equipo Gerencial con Experiencia.* Nuestro equipo gerencial está compuesto por profesionales con gran conocimiento y experiencia en el negocio de transmisión de electricidad en los sectores público y privado.
- *Relación constructiva con autoridades de regulación.* Hemos desarrollado una fuerte relación con la CREG en Colombia, ANEEL en Brasil, OSINERGMIN en Perú y, Superintendencia de Electricidad (SDE) en Bolivia, basada en transparencia, cooperación mutua y diálogo constante. Esta sólida relación nos ha permitido tener una comunicación más efectiva con dichas autoridades regulatorias y participar activamente en el desarrollo de un marco regulatorio para los sectores de transmisión de electricidad en dichos países.
- *Sinergias con negocios complementarios.* Nuestra experiencia técnica y gerencial para desarrollar y operar los negocios de transmisión de electricidad, nos brindan una ventaja competitiva significativa para buscar oportunidades de inversión en negocios complementarios, tales como el negocio de portador de portadores en telecomunicaciones, el transporte de gas natural y proyectos de infraestructura. A la fecha, hemos profundizado nuestro conocimiento y experiencia en el negocio de telecomunicaciones, a través de nuestra infraestructura para ser portadores de servicios en dicho sector. La configuración de nuestras redes y nuestra extensa área de servicios en los principales centros urbanos y de negocios de Colombia, Brasil, y Perú nos ofrecen ventajas competitivas significativas para desarrollar aún más nuestro negocio de portadores de servicios de telecomunicaciones en dichos países y para obtener economías de escala en este negocio. Así mismo, el transporte de gas natural, los proyectos de infraestructura, y la transmisión de electricidad operan bajo una estructura similar de oferta y demanda, éstos usan redes lineales y requieren similares derechos de propiedad y servidumbres, son negocios de capital intensivo y utilizan similares tecnologías, prácticas gerenciales y operativas. Adicionalmente, son negocios con expectativas de un crecimiento significativo a largo plazo en Colombia y en los demás países latinoamericanos donde operamos. Creemos que nuestra experiencia gerencial desarrollando, operando e integrando negocios de transmisión de electricidad y nuestra infraestructura existente en los países donde operamos, nos brindan suficientes ventajas competitivas significativas para diversificar nuestro negocio y lograr nuestra estrategia de crecimiento.

4.3. Estrategia de Negocios

Nuestra estrategia es mantener nuestra posición como la compañía líder de transmisión de electricidad en Colombia y fortalecer nuestra posición como una de las compañías de transmisión de electricidad líderes en Latinoamérica. Consideramos que lo anterior nos permitirá maximizar el valor de nuestros accionistas al lograr un crecimiento sostenible en nuestros resultados operativos mientras buscamos mejorar estándares de calidad y eficiencia en nuestras operaciones, expandiéndonos hacia otros negocios complementarios a nuestro negocio esencial, en los cuales nos podemos beneficiar de sinergias operativas y gerenciales, como la infraestructura de portadores de telecomunicaciones y el transporte de gas natural. Tratamos de lograr esta estrategia y maximizar el valor de nuestros accionistas aplicando las siguientes iniciativas claves:

- *Búsqueda de Oportunidades de Crecimiento.* Creemos que una parte importante de nuestro futuro crecimiento derivará de nuestra expansión en el negocio de transmisión de electricidad en Latinoamérica. Consideramos que como una de las compañías de transmisión de electricidad más

grandes en Latinoamérica, podemos aprovechar nuestra experiencia administrativa y fortaleza operacional en Latinoamérica, para participar en licitaciones y en otros procesos de nuevos proyectos de transmisión de electricidad y de derechos de concesión, como parte de nuestra estrategia de crecimiento. Así mismo podemos considerar la compra de activos existentes de transmisión de electricidad para buscar dichas oportunidades de crecimiento, en tanto sea consistente con nuestros estrictos criterios de inversión respecto de márgenes operacionales, retorno sobre el capital invertido, condiciones políticas y económicas aceptables y un marco reglamentario desarrollado. Pretendemos usar nuestra generación estable de flujo de caja y nuestra habilidad para aumentar financiación en términos favorables para financiar nuestras iniciativas de crecimiento.

Como parte de estas iniciativas, algunas de nuestras últimas adquisiciones estratégicas fueron realizadas en 2006, año en el cual adquirimos una participación mayoritaria en CTEEP de Brasil y en el Consorcio Transmantaro de Perú. Actualmente estamos participando en el desarrollo de algunos proyectos de interconexión internacional que unen los sistemas de transmisión de electricidad en países de Centro y Sur América. Como hemos hecho en el pasado, pretendemos alcanzar nuestras iniciativas de crecimiento tanto de manera independiente y en asocio con el sector público o privado. Adicionalmente, pretendemos buscar oportunidades de inversión que sean consistentes con nuestra estrategia de crecimiento en los negocios donde ya hemos desarrollado experiencia y para los cuales nuestra infraestructura existente nos brinda una ventaja competitiva significativa, como el suministro de la infraestructura para servicios de portador de telecomunicaciones, o aquellos negocios que creemos son complementarios a nuestro negocio principal de transmisión de electricidad, como el negocio de transporte de gas natural, y en los cuales nos podemos beneficiar de sinergias gerenciales y operacionales. Pretendemos aprovechar nuestra experiencia gerencial y nuestros conocimientos técnicos, adquiriendo, integrando y operando negocios de transmisión de electricidad; así mismo, buscamos optimizar nuestra infraestructura existente en los países en los que operamos, para diversificar nuestro negocio y fortalece nuestra posición en Latinoamérica, con énfasis en la transmisión de electricidad y en negocios complementarios.

- *Enfoque en el aumento de nuestros márgenes mediante el mejoramiento adicional de la eficiencia operacional.* Los Ingresos Regulados que recibimos por poner a disposición nuestros activos de transmisión de electricidad, son nuestra mayor fuente de ingresos. Pretendemos seguir concentrándonos en mejorar nuestros márgenes mediante la implementación de planes de optimización de costos y el enfoque en suministrar servicios de transmisión de electricidad eficientes y de alta calidad. También pretendemos continuar explotando las sinergias a través de las subordinadas e invirtiendo en nuevos sistemas y procesos que monitorean y mejoran el desempeño y durabilidad de nuestros activos. Creemos que nuestra experiencia comprobada en la administración y reestructuración de negocios de transmisión de electricidad, incluyendo la experiencia en reducir fallas de sistemas, mejorar las relaciones laborales, aumentar la productividad de la fuerza de trabajo, modernizar los sistemas de información, desarrollar marcos reglamentarios y operar bajo marcos de regulaciones y tarifas que recompensan las operaciones eficientes, serán claves para lograr estos objetivos.
- *Mantenimiento de una relación constructiva con los reguladores.* Pretendemos continuar manteniendo y desarrollando aún más una relación constructiva con las entidades de regulación para el sector de transmisión de electricidad en los países donde operamos, cooperando activamente con ellos en la búsqueda de soluciones para los diversos desafíos del sector y, a través de nuestra activa participación en las asociaciones industriales y grupos de consultoría, participando en el desarrollo de marcos reglamentarios sanos.

4.4. Operaciones en Colombia

Nuestras operaciones en Colombia se consolidan a través nuestro y son realizadas a través de nosotros, de Transelca, Internexa y XM.

4.4.1. Transmisión de Electricidad

Participamos en el sector colombiano de transmisión de electricidad directamente y a través de nuestra subsidiaria Transelca. Nuestros Ingresos Regulados provienen de los cargos pagados por comercializadores por la transmisión de electricidad a través del STN. Al final de cada mes, XM establece el monto total de cargos por servicios de transmisión de electricidad que deberán pagar los comercializadores de electricidad por servicios prestados a ellos a través del STN durante ese año. Este monto es luego reasignado entre las compañías de transmisión de electricidad propietarias de las redes e instalaciones de transmisión de electricidad que comprenden el STN aproximadamente en proporción de su respectiva propiedad de los activos e instalaciones del STN, menos el monto de compensaciones (menor ingreso) por no disponibilidad de transmisión en exceso de ciertos límites prescritos.

4.4.1.1. Red de Transmisión

Somos propietarios de 130 circuitos de transmisión que ascienden a 10,000 km de los cuales 2,399 km corresponden a circuitos de transmisión de electricidad de más de 230 kV; 7,476 corresponden a circuitos de transmisión de electricidad entre 220 kV y 230 kV y 124 km correspondientes a circuitos de transmisión de electricidad de menos de 220 kV. Junto con Transelca, nuestra red de transmisión comprende el 80% del STN (en función del Valor de Reposición a Nuevo de los activos). A octubre 31, 2008, nuestra red tenía 12,672 MVA de capacidad de transformación a 230 kV o menos y un total de 4,177 MVAR de compensación (3,185 MVAR de compensación inductiva y 992 MVAR de compensación capacitativa). El promedio de disponibilidad de nuestras líneas de transmisión para el año 2007, excluyendo no disponibilidad como consecuencia de ataques terroristas, fue de 99.92%. Nuestra red de transmisión se administra a través de cuatro centros de transmisión de electricidad, ubicados en las regiones noroccidental (sede en Medellín), central (Bogotá), oriental (Bucaramanga) y suroriental del país (Cali).

4.4.1.2. Subestaciones y Transformadores

Las subestaciones se utilizan para transformar electricidad de alta tensión en electricidad de baja tensión y viceversa, utilizando transformadores reductores (*step-down*) y elevadores (*step-up*). Las subestaciones generalmente contienen uno o más transformadores los cuales son aparatos eléctricos usados para disminuir o aumentar la tensión de electricidad. En Colombia, actualmente poseemos y operamos una capacidad de transformación agregada de 12,672 MVA.

Actualmente poseemos y operamos 53 subestaciones ubicadas en Colombia. El siguiente cuadro muestra la información sobre subestaciones y transformadores nuestros, de Transelca y de ambos y su capacidad de transformación a octubre 31 de 2008:

Nuestros equipos

Tensión (kV)	Número de Subestaciones	Porcentaje del total	Capacidad del transformador (MVA)	Porcentaje del total	Capacidad de compensación (MVA)	Porcentaje del total
500	11	21%	8,593	68%	2,502	60%
230	38	71%	3,980	31%	807	19%
115-138	4	8%	98	1%	868	21%
Total	53	100.0%	12,671	100.0 %	4,177	100.0%

Los equipos de Transelca

Tensión (kV)	Número de Subestaciones	Porcentaje del total	Capacidad del transformador (MVA)	Porcentaje del total	Capacidad de compensación (MVA)	Porcentaje del total
500		0%		0%		0%
230	12	27%	2,524	91%	80	100%
<115	32	73%	264	9%		0%
Total	44	100%	2,788	100%	80	100%

Nuestros equipos junto con los equipos de Transelca

Tensión (kV)	Número de Subestaciones	Porcentaje del total	Capacidad del transformador (MVA)	Porcentaje del total	Capacidad de compensación (MVA)	Porcentaje del total
500	11	11%	8,593	56%	2,502	59%
230	50	52%	6,504	42%	887	21%
<138	36	37%	362	2%	868	20%
TOTAL	97	100%	15,459	100%	4,257	100%

Fuente: ISA

4.4.1.3. Centros de Operación

La operación de nuestra red de transmisión de electricidad se lleva a cabo remotamente desde un Centro de Control de Supervisión, en adelante CSM, ubicado en la ciudad de Medellín.

El mantenimiento de nuestros activos de transmisión de electricidad se realiza a través de cuatro centros de operación regionales ubicados en Bogotá, Medellín, Cali y Bucaramanga.

4.4.1.4. Servicios de Conexión

Nuestro negocio de servicios de conexión consiste en suministrar a los generadores y Clientes No Regulados una conexión física con el STN y asignar al punto de conexión del cliente la suficiente capacidad de transmisión para satisfacer los requerimientos de dicho cliente.

Cada usuario del STN es responsable de su propia conexión con el sistema y es libre de construir su propia infraestructura de conexión o contratar con nosotros o un tercero para ello, siempre y cuando obtenga autorización de la UPME y que la conexión cumpla los estándares técnicos establecidos por el MME y la CREG. Los servicios de conexión generalmente comprenden en primera instancia la planeación y construcción de los activos de conexión requeridos. Después, el servicio generalmente comprende el mantenimiento y la operación de los activos de conexión. Los clientes de conexión pueden contratarnos únicamente para planear y construir la infraestructura de conexión y luego contratar con una entidad separada (que podría ser uno de nuestros competidores) el mantenimiento y operación de la conexión. Sin embargo, debido a nuestra gran área de cobertura, podemos ofrecer a nuestros clientes de conexión una gran variedad de alternativas de puntos de conexión.

4.4.2. Servicios de Telecomunicaciones

Nuestra división de telecomunicaciones fue creada en diciembre de 1996, hoy Internexa, para ampliar y capitalizar nuestra infraestructura de telecomunicaciones y capacidades tecnológicas existentes. Nuestra red fue creada inicialmente para prestar servicios de transmisión de voz y datos para las operaciones del CND (para entonces operado por nosotros) y el STN y para nuestras operaciones administrativas.

Somos el portador de portadores tanto a nivel nacional como internacional a través de nuestra subsidiaria Internexa.

- **Internexa**

ISA posee el 99.99% de la propiedad accionaria de Internexa, su objeto social es la administración, comercialización y prestación de servicios de telecomunicaciones, especialmente el negocio de portador nacional e internacional de voz y datos. Internexa opera en Colombia una red de 6,055 Km y se especializa en transportar las señales de las compañías líderes en telecomunicaciones que prestan servicios de: larga distancia, valor agregado, Internet, comunicaciones móviles y televisión por cable, entre otros.

En el segundo semestre del año 2007, se realizó la fusión entre Internexa y Flycom Comunicaciones. Esta última prestaba servicios de comunicaciones, servicios de valor agregado y de telemática por cuenta propia o de terceros, haciendo uso de la tecnología LMDS, que permite distribuir de manera simultánea voz, video, datos e Internet. La fusión permitió reforzar el liderazgo y reconocimiento de la empresa como el mayor transportador de datos en Latinoamérica.

En Ecuador, Internexa comercializa sus servicios a través de Transnexa, empresa en la cual Internexa tiene una participación del 50%; en 2007 Transnexa amplió la cobertura de su red a Guayaquil, Machala y la frontera con Perú, con lo que la red que se opera en este país alcanzó una longitud de 936 Km. A su vez, Internexa a través de su empresa filial en Perú, desplegó la infraestructura de red en el norte del país alcanzando una cobertura de 1.280 km a lo largo de 12 ciudades. Finalmente en Venezuela, se acordó y se implementó la interconexión binacional, que hace posible un enlace permanente y confiable de 919 Km entre Caracas y la frontera con Colombia a través de un convenio con la Compañía Anónima Nacional Teléfonos de Venezuela –CANTV-. De esta manera, la compañía se posicionó como la red de transporte de

telecomunicaciones más grande de la región Andina, una red de 6,055 Km neutral, abierta y diseñada para la atención de todos los operadores de la Región.

Actualmente Internexa, acorde con su estrategia de convertirse en el principal transportador de información de la región, adelanta estudios de factibilidad para extender su enfoque de negocio en el Estado de San Pablo en Brasil, haciendo uso de la infraestructura de CTEEP, en Centroamérica, para lo que firmó un convenio de cooperación con la EPR para establecer un corredor de transporte de información a través de la red de la EPR y finalmente en Chile en asocio con empresas locales propietarias de algunas redes de fibra óptica.

4.4.3. Operación del Sistema Interconectado Nacional y Administración del Sistema de Intercambios Comerciales

- ***Servicios de Operación del SIN***

El CND fue creado originalmente en virtud de las Leyes 142 y 143 como una de nuestras divisiones, encargado de prestar los servicios de planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional y la administración del sistema de intercambios comerciales de energía eléctrica en el Mercado Mayorista.

En septiembre 1 de 2005, de conformidad con el Decreto 848 del Gobierno Colombiano y la Resolución de la CREG 078, creamos XM y luego transferimos a ella todas las funciones del CND antes realizadas directamente por nosotros.

XM coordina la operación de los recursos de generación de Colombia, es decir, las plantas hidroeléctricas, térmicas y eólicas y los recursos de transmisión de acuerdo con la demanda de energía eléctrica de cerca de 42 millones de habitantes. .. A diciembre 31 de 2007, la cobertura de XM incluía 13.405,7 MW de capacidad instalada de generación, 24,119 km de líneas de transmisión de electricidad desde 110 kV hasta 500 kV y 31,393 MVA de capacidad de transformación, excluyendo los transformadores de las unidades de generación de electricidad. Así mismo, tiene a su cargo las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo con Ecuador -TIE-, las cuales empezaron el 1 de marzo de 2003 con la entrada en operación de la línea de interconexión a 230 kV entre las subestaciones Jamondino (Colombia) y Pomasqui (Ecuador).

- ***Administración del Sistema de Intercambios Comerciales y Liquidación y Administración de Cuentas del SIN***

XM administra el Mercado de Energía Mayorista de Colombia –MEM-. Gestiona las transacciones comerciales de aproximadamente 150 agentes a quienes presta los servicios de liquidación y facturación de los intercambios de energía resultantes entre los agentes generadores y comercializadores del mercado, que venden y compran en la bolsa de energía; recaudo del dinero producto de las transacciones en Bolsa las cuales incluyen las Transacciones internacionales de Electricidad, así como la liquidación de los cargos por uso de las redes de Transmisión y Distribución y el recaudo de los cargos por el uso de las redes de transmisión nacional para entregarlos a los agentes transmisores.

XM no asume los riesgos crediticios en relación con estas actividades, debido a que las transacciones son realizadas en nombre de los agentes participantes en el mercado de la electricidad. En el 2007, XM recaudó el 100,1% de los ingresos por transmisión de electricidad del STN. El 0.10% adicional básicamente corresponde a los pagos de deuda vencida realizados por la Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P. en Liquidación.

XM, como Administrador del SIC, registra todos los contratos de cobertura celebrados por generadores y comercializadores de electricidad, liquidando horariamente las diferencias entre las cantidades contratadas y las realmente generadas o demandadas, al precio de bolsa de la hora respectiva. XM, mensualmente, factura, recauda y distribuye los dineros resultantes de las transacciones celebradas en la Bolsa de Energía y las Transacciones Internacionales de Electricidad.

- **XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.**

En septiembre 1 de 2005 creamos y transferimos a XM nuestras anteriores funciones y operaciones relacionadas con (i) la operación del Sistema Interconectado nacional; (ii) la Administración del Sistema de Intercambios Comerciales – SIC-, incluyendo las funciones de liquidación y compensación del mercado de corto plazo (bolsa de energía) del MEM; y (iii) la liquidación y compensación de los cargos por el uso del SIN.

XM inició operaciones en octubre 1 de 2005 asumiendo las funciones anteriormente realizadas por nosotros a través del CND respecto de la operación, planeación y coordinación del SIN, la administración del Sistema de Intercambios Comerciales – en el MEM y la liquidación y compensación de cargos por uso del SIN.

El 3 de octubre de 2007, la compañía XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. – XM S.A. E.S.P., suscribió la escritura pública de constitución de la sociedad Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia S.A. -CRCC-, en la cual, tiene una participación accionaria del 5,42% del capital total. El objeto principal y exclusivo de esta sociedad, que inició operaciones el 1 de septiembre de 2008, es la prestación del servicio de compensación como contraparte central de operaciones, con el propósito de reducir o eliminar los riesgos de incumplimiento de las obligaciones derivadas de éstas. La implementación de la Cámara Central de Contraparte se constituye en un peldaño importante en el desarrollo del mercado eléctrico colombiano, ya que una CRCC se convierte en un dinamizador fundamental para la consolidación de los mercados financieros y el desarrollo de los mercados derivados sobre commodities como la electricidad, el gas y otros energéticos.

La metodología de remuneración de los servicios regulados de XM S.A. E.S.P para los próximos 5 años, fue establecida mediante la Resolución CREG 081 de 2007, siendo precisados sus valores mediante la Resolución CREG 048 de 2008. Esta reglamentación establece que el Ingreso Máximo Regulado mensual corresponderá a la suma del gasto operativo reconocido (el cual incluye un factor de productividad), las inversiones reconocidas, un margen de rentabilidad del patrimonio y la recuperación del GMF (Gravamen al Movimiento Financiero) de los agentes cuyas transacciones lo originaron.

4.5. Operaciones en Brasil

Nuestras operaciones en Brasil se consolidan a través de ISA Capital, una compañía holding que creamos en 2006 para participar en el Programa de Privatización de CTEEP. Realizamos nuestras operaciones en Brasil a través de nuestra compañía subordinada CTEEP, una subsidiaria del 37.46% de ISA Capital. CTEEP tiene dos concesiones a largo plazo para el suministro de servicios de transmisión de electricidad en el Estado de São Paulo.

A mayo 30 de 2008, el 47.69% de nuestros activos estaban localizados en Brasil. A través de CTEEP, operamos el 10.27% de las redes de electricidad que comprenden el BSIN, con base en kilómetros de las líneas de transmisión de electricidad. CTEEP, es una compañía Brasileña inscrita en bolsa, es la

más grande compañía de transmisión de electricidad del Estado de São Paulo, y es la segunda compañía de transmisión de electricidad más grande en Brasil con base en los ingresos, de acuerdo con los datos recogidos por ANEEL en el 2007. CTEEP transmite aproximadamente el 30.00% de toda la electricidad en Brasil y el 60.00% de toda la electricidad en la región suroriental del Brasil. CTEEP opera una red de transmisión de electricidad de acceso abierto que comprende 18,495 km de circuitos de transmisión de electricidad con una capacidad de tensión equivalente o mayor a 69kV y 102 subestaciones operadas con un total de 478 transformadores y una capacidad de transformación agregada de 42,556 MVA, las cuales, a diciembre 31 de 2007, representaban aproximadamente el 25.00% de la capacidad de transformación disponible en Brasil, de acuerdo con los datos recogidos por la ONS. La red de transmisión de electricidad de alta tensión de CTEEP es parte del BSIN que opera la ONS.

El 27 de junio de 2007 ANEEL adjudicó a CTEEP, cinco proyectos, en subasta pública realizada en la Bolsa de Valores de Río de Janeiro. El valor total del ingreso anual que generarán los proyectos ganados hoy por la filial de ISA es de R\$29.338.823,00. Las líneas de transmisión que se construirán en Paraná, Santa Catarina y Rio Grande do Sul, hacen parte de la estrategia de crecimiento de ISA, a través de su empresa en Brasil.

4.6. Operaciones en Perú

Nuestras operaciones en Perú están consolidadas a través nuestro y se llevan a cabo a través de ISA Perú, REP y Transmantaro. Conjuntamente ISA Perú, REP y TransMantaro poseen 80% de las líneas de transmisión de electricidad peruanas de 220 kV o de tensión mayor que comprenden el sistema interconectado peruano basado en datos compilados por MEMP en el 2006 y las nuevas líneas ingresadas posteriormente hasta la fecha.

Suministramos servicios de transmisión de electricidad en el Perú a través de tres concesiones a largo plazo en cabeza de nuestras subordinadas ISA Perú, REP y Transmantaro, en virtud de los contratos de concesión celebrados con MINEM, actuando en representación del gobierno peruano, en adelante los Contratos de Concesión Peruanos. Los Contratos de Concesión Peruanos tienen una duración limitada y no existe seguridad de que dichos contratos sean renovados al momento de su vencimiento.

De acuerdo con los Contratos de Concesión Peruanos ISA Perú, REP y Transmantaro están obligados a mantener ciertos estándares de calidad, seguridad y mantenimiento en relación con nuestros bienes de transmisión de electricidad. OSINERGMIN nos puede imponer sanciones y restricciones por incumplimiento o violación a nuestras obligaciones legales o contractuales relacionadas con dichos estándares y el gobierno peruano puede asumir control de nuestras concesiones o tomar posesión de nuestros bienes y operaciones para asegurar la continuidad en la prestación del servicio de transmisión de electricidad, la adecuada operación de nuestras instalaciones de transmisión de electricidad y el cumplimiento a las leyes y regulaciones aplicables.

El 17 de junio, ISA (60%) en asocio con la Empresa de Energía de Bogotá –EEB– (40%), ganó una convocatoria promovida por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada de Perú –Proinversión– efectuada mediante un proceso público internacional. Esta concesión que será desarrollada a través del Consorcio Transmantaro, tiene la modalidad BOOT, con una vigencia de 30 años, y comprende una subestación y dos líneas de transmisión de energía de 96 kilómetros de extensión cada una, que unirán a Chilca con Zapallal. El proyecto generará unos ingresos anuales cercanos a los USD10 millones.

Adicionalmente, el Grupo ISA cuenta con la filial PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DEL PERÚ S.A.C. para el negocio de construcción de proyectos de infraestructura lineal, la cual fue constituida en noviembre de 2007 e inicio operaciones comerciales en el año 2008, tiene su sede en Lima – Perú y actualmente adelanta el proyecto PLATANAL para construcción de la línea de transmisión Platanal - Chilca a 220kV y el proyecto CENTRO, para la construcción de las líneas de Transmisión Chilca – La Planicie – Zapallal a 220 kV, Chilca – Zapallal a 500 kV, y las Subestaciones Chilca Nueva, La Planicie, Zapallal Nueva a 220 kV y Chilca, Zapallal a 500 kV, entre otros proyectos.

- **Red de Energía del Perú – REP**

Procedimos a constituir a REP después de que se nos adjudicase una concesión, a través de licitación pública internacional, para tener, operar y mantener por un período de 30 años, los activos de transmisión de electricidad de Etecen y Etesur, dos compañías Peruanas estatales de transmisión de electricidad.

REP inició sus operaciones en septiembre de 2002, cuando se le cedieron nuestros derechos bajo el contrato de concesión celebrado con el Gobierno Peruano. Bajo el contrato de concesión, fuimos nombrados el operador estratégico precalificado de la concesión.

REP actualmente es la principal compañía de transmisión de electricidad en Perú. En el 2007, el total de capacidad de transformación de REP era de 1,783 MVA, en el 2002, firmó un contrato con Transelectric de Ecuador para el diseño, construcción y operación de una línea de interconexión eléctrica internacional entre Perú y Ecuador. Esta línea de interconexión comenzó a operar el 20 de diciembre de 2002.

El contrato de concesión de REP establece para REP ingresos regulados garantizados, calculados por inversión, lo que le permite recuperar la inversión en el monitoreo y operación de los activos de transmisión durante un período de 30 años.

Además de los servicios de transmisión de electricidad, REP presta servicios técnicos especializados y servicios auxiliares tales como la operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de electricidad de terceros para las principales compañías mineras y otras compañías de electricidad en Perú.

- **ISA Perú**

En febrero de 2001 se constituyó ISA Perú para construir 241 km de la línea de transmisión de electricidad Pachacaca-Vizcarra y para ser dueño, operar y transferir una concesión para la construcción y operación de la línea de transmisión de electricidad Pachachaca-Vizcarra de 262 km (220kV) (en la medida en que los 21 km de la línea Pachacaca-Oraya ya habían sido construidos) y la línea de transmisión de electricidad Aguaytia-Pucallpa de 131 km (138kV). Esta concesión fue adjudicada a nosotros a través de un proceso de licitación internacional llevado a cabo por el Gobierno Peruano. El término de la concesión de ISA Perú es de 32 años.

Luego de la exitosa culminación de la construcción de las líneas, los dos proyectos adjudicados mediante concesión fueron puestos en marcha en agosto y septiembre de 2002; antes de lo programado bajo el contrato de concesión. Las líneas de transmisión de electricidad Pachachaca-Vizcarra y Aguaytia-Pucallpa proporcionan una confiabilidad mejorada al sistema de transmisión peruano, dispararon la capacidad del sistema para transmitir electricidad desde la generación hasta los centros de consumo, logran reducir los ingresos regulados de electricidad para ciertas áreas que antes eran operadas como sistemas de electricidad aislados y promueven el desarrollo de actividades

mineras.

El contrato de concesión de ISA Perú establece que los ingresos regulados de ISA Perú deben permitirle recuperar la inversión en los activos de transmisión de electricidad durante un período de 32 años a una tasa de retorno del 12.00% por los 10 primeros años de Concesión del valor de reposición de los activos de concesión más 3.00% para cubrir los gastos de operación y mantenimiento. Bajo los términos del contrato de concesión, debemos continuar como el operador de la concesión por un período de mínimo 10 años durante el cual nuestra participación accionaria en ISA Perú no puede ser menor del 25.00%.

La red de transmisión de ISA Perú comprende seis subestaciones (todas ellas parcialmente atendidas), 262 km de líneas de transmisión a 220kV, y 131 km de líneas de transmisión a 138 kV. Su capacidad de transformación es de 235 MVA, y su compensación reactiva es de 8 MVar.

- **Consortio TransMantaro**

En diciembre de 2006 adquirimos el 60.00% de las acciones de Transmantaro de Hydro Québec y Fonds de Travailleurs du Québec en un proceso de licitación privada realizada por Hydro Québec en mayo de 2006 y de Etecen, una compañía perteneciente al gobierno peruano, a través de proceso de licitación pública.

En 1997, el gobierno peruano abrió una licitación pública internacional para la concesión de la línea Mantaro-Socabaya con el objeto de unir el Sistema Interconectado Centronorte, en adelante SICN, y el Sistema Interconectado Sur, en adelante SISUR, y para construir el Sistema de Electricidad Interconectada Nacional (SEIN). En 1998, Transmantaro celebró un contrato para construir, tener, operar y transferir (BOOT) para la construcción y operación de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya y una concesión para prestar servicios de transmisión en Perú por un período de 33 años.

La concesión de TransMantaro fue adjudicada en 1998 a través de un proceso de licitación internacional realizado por el gobierno peruano y que vence en febrero de 2031. Según los términos del contrato de concesión, Transmantaro tiene derecho a ingresos regulados que le deben permitir recuperar la inversión en los activos de transmisión de electricidad durante un período de 30 años a una tasa de retorno de 12.00% del valor de reposición de los activos de concesión más 3.00% para cubrir los gastos de operación y mantenimiento.

TransMantaro tiene 3 subestaciones y una red de microondas y opera 1,207 km de líneas de transmisión de electricidad de 220kV que conectan el valle de Mantaro y Socabaya en Arequipa, los dos subsistemas de transmisión principales en Perú.

4.7. Operaciones en Bolivia

Operamos en Bolivia a través de nuestra subsidiaria ISA Bolivia, constituida en el año 2003, para ejercer la Industria Eléctrica en la Actividad de Transmisión de conformidad con el Contrato de Licencia suscrito el 31 de julio de 2003 con la Superintendencia de Electricidad de Bolivia (SDE), actuando en representación del gobierno boliviano.

El Contrato de Licencia entró en vigencia el 29 de agosto de 2003, y establece las condiciones, los derechos y obligaciones de ISA Bolivia para la construcción, operación y mantenimiento de las líneas de transmisión Santiváñez – Sucre, Sucre – Punutuma y Carrasco – Urubó, y subestaciones asociadas, por un período de 30 años, contados a partir de la habilitación comercial de las líneas ocurrida durante el año 2005. El Contrato de Licencia está sujeto a la facultad regulatoria de la SDE,

tiene una duración limitada y no existe garantía de que el mismo sea renovado al momento de su vencimiento. Una vez termine o venza el Contrato de Licencia, los activos construidos por ISA Bolivia serán transferidos al gobierno boliviano a título gratuito. Las nuevas líneas de transmisión de electricidad construidas por ISA Bolivia duplicaron la capacidad de transmisión de electricidad de 230 kV del país, y han contribuido al desarrollo de nuevos proyectos de electricidad y minería regionales.

Durante el año 2006, la SDE aprobó la expansión del Sistema Troncal de Interconexión (STI) con la incorporación del Proyecto "Subestación Arboleda 230/115 kV", y durante el año 2007, le otorga a ISA Bolivia la licencia correspondiente. Para tal fin, el 14 de febrero de 2008, ISA Bolivia suscribió con la SDE el Contrato de Licencia para ejercer la Industria Eléctrica en la actividad de Transmisión para el Proyecto Subestación Arboleda 230/115 kV, por un plazo de treinta (30) años, contados a partir de la habilitación comercial de las líneas ocurrida el 23 de junio de 2008. El proyecto generará unos ingresos anuales cercanos a los USD1.2 millones.

De acuerdo con los términos de los Contratos de Licencia celebrados con la SDE, ISA Bolivia está obligada a mantener ciertos estándares en relación con sus bienes de transmisión de electricidad. La SDE puede imponer sanciones y restricciones a ISA Bolivia por incumplimiento o violación a sus obligaciones legales o contractuales relacionadas con dichos estándares.

ISA Bolivia es la segunda compañía más grande de transmisión de electricidad en Bolivia que representa aproximadamente el 34.22% del sistema de transmisión de 230 kV y de tensión mayor. ISA Bolivia posee 588 km de circuitos y seis subestaciones. Proporciona transmisión de electricidad a 230 kV, servicios integrados de conexión al sistema de transmisión y estudios de factibilidad de electricidad.

Según los términos del Contrato de Licencia, ISA Bolivia tiene aprobados los costos de transmisión para el período noviembre de 2005 hasta abril de 2009, que incluyen los costos de inversión, mantenimiento, operación y administración, así como la correspondiente indexación determinada por la SDE respecto de tarifas de transmisión. Este estudio de acuerdo a la regulación es renovado cada cuatro años.

C. Industria de transmisión de electricidad

4.1. Colombia

4.1.1. Generalidades

El sector eléctrico colombiano está conformado por 64 compañías generadoras de electricidad, 11 compañías de transmisión nacional, de las cuales únicamente tres se dedican exclusivamente al negocio de transmisión de electricidad (incluyéndonos y a nuestra subsidiaria Transelca), 43 compañías de transmisión y distribución local y regional, y 133 comercializadoras (las cuales incluyen todas las 43 compañías de transmisión y distribución, así como muchas de las compañías de generación). Los generadores y distribuidores también actúan como comercializadores de electricidad; sin embargo, los generadores no pueden realizar actividades de distribución de electricidad y viceversa. A excepción de ciertos generadores de electricidad que estaban verticalmente integrados antes de 1994, las compañías de transmisión de electricidad no pueden realizar actividades de generación, distribución o venta de electricidad. Como una compañía de transmisión de electricidad en Colombia, se nos prohíbe participar en la generación, venta y distribución de electricidad.

Casi toda la electricidad usada en Colombia se genera a nivel nacional; y adicionalmente, la red de

transmisión nacional de Colombia se encuentra interconectada en tres puntos con la red venezolana y en dos puntos con la red ecuatoriana. En el 2007, el 0.07% del consumo de electricidad de Colombia fue suministrado a través de éstas interconexiones. Sustancialmente toda la electricidad consumida en Colombia es inicialmente comprada a precios no regulados por parte de los comercializadores de electricidad, los cuales a su turno la revenden a otros comercializadores a precios negociados libremente; a Usuarios No Regulados, a precios negociados libremente; o a usuarios finales, a precios regulados. Generalmente, la electricidad se suministra a los usuarios finales a través de las redes de los operadores de la red, aunque algunos usuarios finales tienen conexiones directas con redes de transmisión regional o la red de transmisión nacional operada por nosotros.

4.1.2. El Mercado de la Electricidad

La ley colombiana establece el acceso abierto al Sistema Interconectado Nacional y asegura a cualquier agente el derecho a usar y conectar sus activos y red al SIN, a través del pago de cargos por conexión y por uso. El acceso abierto al Sistema Interconectado Nacional es un medio para asegurar la competencia en el mercado de electricidad mayorista.

La mayor parte de la electricidad generada en Colombia se compra inicialmente al por mayor a través del MEM. Estas compras iniciales, así como cualesquiera ventas posteriores entre los comercializadores de electricidad y a Usuarios no Regulados, se realizan a precios no regulados, fijados por el mercado. Las compras en el MEM se efectúan como *spot* (disponibilidad inmediata) a través de la Bolsa de Energía, aunque el costo real frente al comprador de la mayoría de dichas compras es controlado a través de contratos de cobertura a largo plazo celebrados entre comercializadores y generadores de electricidad. Las ventas por parte de los comercializadores de electricidad a la mayoría de los usuarios finales se realizan a través de distribuidores locales a precios establecidos por la CREG. Los usuarios no regulados con una demanda pico de más de 0.10 MW, o un consumo mensual superior a 55MWh, pueden comprar electricidad vendida a precios determinados por el mercado.

El acceso a la Bolsa de Energía se le proporciona a los generadores y comercializadores de electricidad, a través de las instalaciones de XM. XM ejerce la planeación, supervisión y control de la operación de los recursos del SIN y la administración del SIC.

Con el fin de tener acceso al MEM y de suscribir transacciones comerciales en la Bolsa de Energía, los participantes del mercado deben celebrar un contrato con XM, como administrador del SIC y liquidador de los cargos por el uso del SIN. Los contratos a través de los cuales se suscriben dichas transacciones son contratos de mandato, en adelante los Mandatos. De conformidad con los Mandatos, los participantes del mercado autorizan a XM a representarlos respecto de la suscripción de transacciones en la Bolsa de Energía y permiten a XM cobrar y distribuir los ingresos por ventas que se reciben de los participantes del mercado en contraprestación por el uso del SIN y por las transacciones spot celebradas en la Bolsa de Energía. Dichos Mandatos incluyen:

- Mandatos de Transmisión: Estos son contratos entre XM, como administrador del SIC y liquidador de los cargos de uso del SIN, y las compañías de transmisión de electricidad mediante los cuales se autoriza a XM a llevar a cabo la facturación, recaudo, pago y liquidación de los cargos por el uso de los activos de transmisión de las compañías de transmisión de electricidad;
- Mandatos de Distribución: Estos son contratos entre XM, como administrador del SIC y liquidador de los cargos de uso del SIN, y las compañías de distribución de electricidad mediante los cuales

se autoriza a XM a llevar a cabo la facturación, recaudo, pago y liquidación de los cargos por el uso de las líneas de distribución de las compañías de distribución de electricidad;

- Mandatos de Generación: Estos son contratos entre XM, como administrador del SIC y liquidador de los cargos por el uso del SIN, y compañías de generación de electricidad mediante los cuales XM acuerda llevar a cabo la compensación y liquidación de compras de electricidad y la facturación y recaudo de montos adeudados por los compradores a los generadores de electricidad por transacciones efectuadas en la Bolsa de Energía; y
- Mandatos de Comercialización: Estos son contratos entre XM, como administrador del SIC y liquidador de los cargos por el uso del SIN, y los comercializadores de electricidad mediante los cuales XM acuerda llevar a cabo la compensación y liquidación de compras de electricidad y la facturación y recaudo de los montos adeudados por transacciones realizadas por los comercializadores de electricidad en el mercado spot, así como la facturación y recaudo de cargos por el uso del SIN.

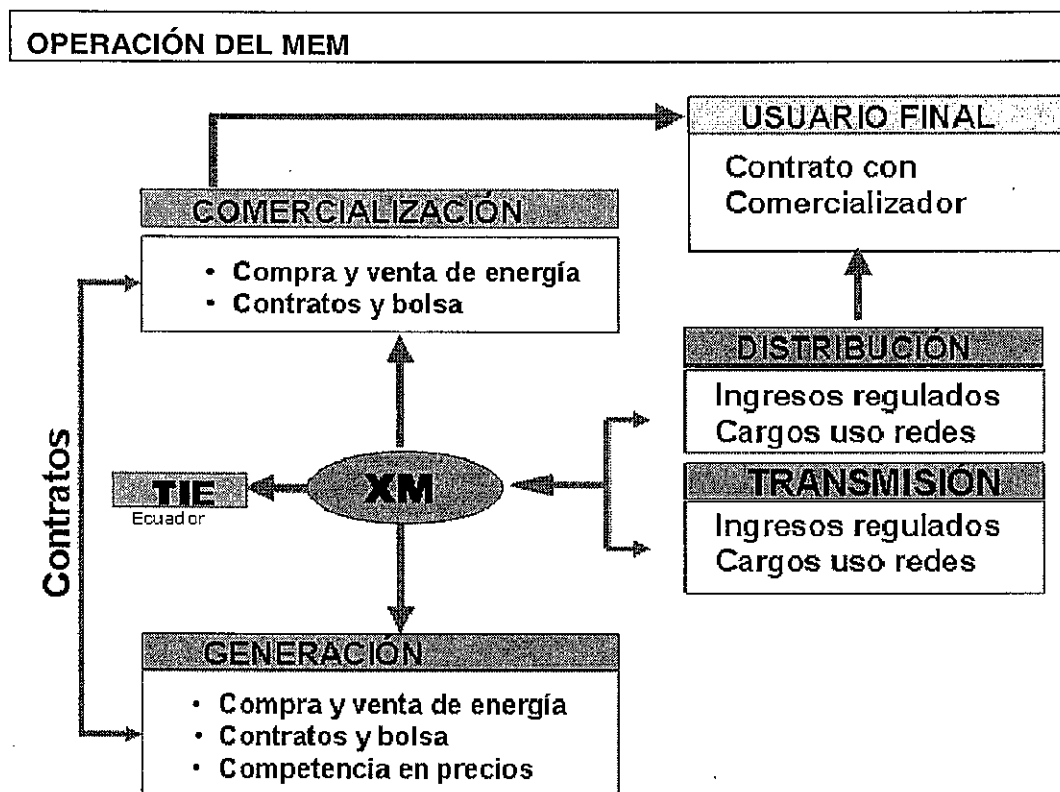
En virtud de la autoridad otorgada bajo los Mandatos, XM, como administrador del SIC, registra todos los contratos de cobertura celebrados por los generadores y comercializadores de electricidad, analiza cada hora el despacho y calcula los montos adeudados a o por los generadores y comercializadores bajo los contratos y por transacciones spot en la bolsa de energía. XM únicamente factura y recauda los montos adeudados respecto de transacciones suscritas en la Bolsa de Energía.

XM separa los montos adeudados por los generadores y comercializadores de electricidad que participan en transacciones suscritas en la Bolsa de Energía por horas, días, meses y factura mensualmente a los generadores y comercializadores.

A diferencia de otros participantes del MEM, las compañías de transmisión de electricidad no celebran contratos con otros participantes del mercado diferentes de los Contratos de Conexión, según se definen adelante. Los únicos contratos celebrados por compañías de transmisión de electricidad son los Mandatos otorgados a XM, que regulan los términos mediante los cuales XM presta los servicios de facturación, recaudo, pago y liquidación en nombre de las compañías de transmisión de electricidad para el uso de sus activos de transmisión.

Las compañías de transmisión de electricidad colombianas son remuneradas con base en los ingresos regulados que establece la CREG. Los ingresos regulados compensan a las compañías de transmisión de electricidad por poner sus activos de transmisión de electricidad a disposición de los usuarios del SIN. Los ingresos regulados de transmisión de electricidad no guardan relación con el volumen de electricidad transmitida a través de los activos de transmisión de electricidad de las compañías de transmisión de electricidad. Los ingresos regulados son pagados únicamente por los comercializadores y son recibidos por las compañías de transmisión de electricidad a través de liquidaciones en el MEM. Dichos ingresos son pagados mensualmente. Ver más adelante "Ingreso de Transmisión". XM calcula el monto que cada comercializador debe pagar a una compañía de transmisión de electricidad.

XM no asume los riesgos crediticios relacionados con estas actividades teniendo en cuenta que sus funciones las desempeña como agente de los participantes en el mercado eléctrico. El riesgo crediticio de estas transacciones lo asume el mercado mismo y se mitiga a través del requerimiento según el cual los participantes del mercado proporcionan garantías para acceder al MEM. El siguiente cuadro establece la operación del MEM:



4.1.3. Pago y distribución de los Ingresos Regulados

De conformidad con la Resolución de la CREG No. 103 de 2000 o CREG 103/2000, desde enero 1° de 2002, los cargos por uso relacionados con los Ingresos Regulados que se asignan a las compañías de transmisión de electricidad deben ser pagados por los comercializadores de electricidad en proporción a su demanda de electricidad. De conformidad con los Mandatos, XM emite mensualmente notas débito a los comercializadores de electricidad especificando la porción de los Ingresos Regulados asignados para pago por dichos agentes y notas crédito a las compañías de transmisión eléctrica especificando los pagos que cada comercializador de electricidad debe pagar a dichas compañías. El monto total de dichos pagos equivale al monto de los Ingresos Regulados pagadero a las compañías de transmisión eléctrica.

Cada mes XM recauda los pagos provenientes de los Ingresos Regulados de los comercializadores de electricidad y los distribuye o asigna entre las compañías de transmisión eléctrica en proporción a la propiedad de los activos de transmisión eléctrica que comprenden el STN. Estos pagos mensuales son recibidos por las compañías de transmisión de electricidad a título de sus Ingresos Regulados.

De conformidad con contratos de conexión suscritos entre las compañías de transmisión eléctrica y cada usuario de sus activos de conexión al STN, en adelante Contratos de Conexión, las compañías de transmisión de electricidad facturan a cada usuario el cargo mensual correspondiente pactado en dicho contrato. Ver "Cargos por Conexión."

4.1.4. Sistema de Garantías

Los pagos por concepto de los cargos por uso que los comercializadores de electricidad deben pagar por el uso del STN deben estar garantizados mensualmente por alguno de los siguientes

instrumentos: (i) carta de crédito emitida por un banco; (ii) garantía bancaria; (iii) para aquellos comercializadores de electricidad que también sean distribuidores de electricidad, cesión de las cuentas por cobrar de XM por los pagos a dichas compañías por el uso de su red de distribución; (iv) prepagos mensuales; o (v) prepagos semanales. El monto garantizado por estos instrumentos es calculado por XM con base en la porción de los cargos por uso pagada por cada comercializador de electricidad respecto del mes anterior y es ajustado sobre una base semanal para reflejar la demanda actual de electricidad en el mes respectivo.

Si un comercializador de electricidad no otorga el instrumento de garantía dentro de los plazos establecidos en la regulación XM notificará a la SSPD y todos los participantes del mercado, y XM, estarán obligados a reducir el suministro de electricidad a dicho comercializador a través de un procedimiento regulado denominado Limitación de Suministro, causando así una interrupción parcial del servicio a los usuarios finales de dicha electricidad. Si el comercializador de electricidad incumple en hacer los pagos mensuales a cuenta de los cargos por usuario en la fecha debida, XM podrá ejercitar inmediatamente sus derechos bajo el instrumento de garantía (sin necesidad de tener que iniciar procesos judiciales) y distribuirá el producto del ejercicio de dichos derechos entre las compañías de transmisión de electricidad que componen el SIN.

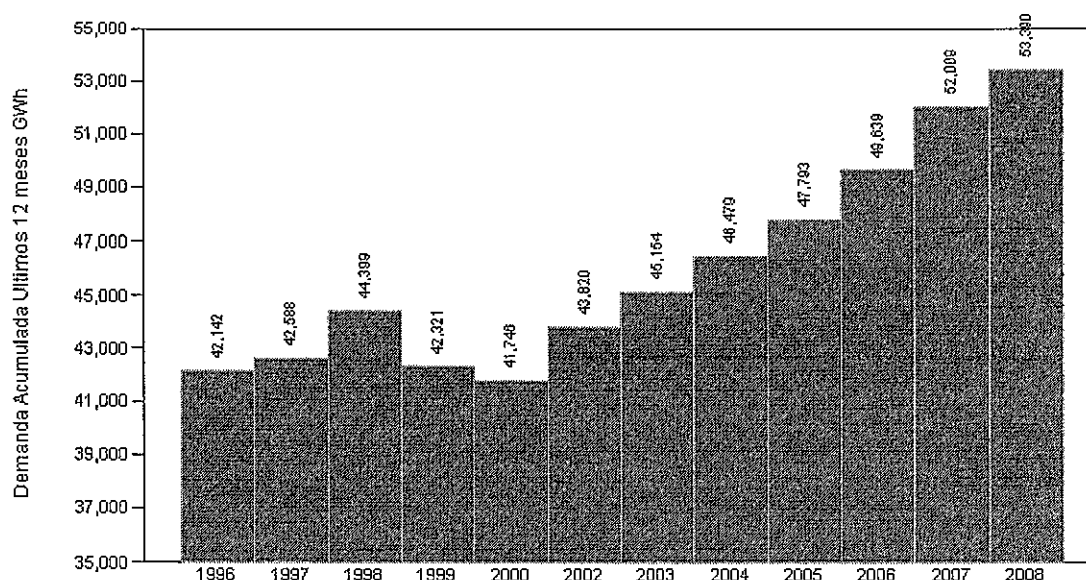
Adicionalmente, los comercializadores están obligados a entregar a XM pagarés en blanco con sus respectivas cartas de instrucciones cuando entran a comercializar energía en el SIC. En el evento en que un comercializador de energía incumpla el pago de sus cargos por conexión y las garantías entregadas sean insuficientes, XM estará facultado para ejecutar dichos pagarés.

4.1.5. Demanda

Desde 1995 hasta 2007, la demanda de electricidad creció a una tasa de crecimiento compuesta anual de 1.80%, desde 41,774 GWh en 1995 hasta 52,851 GWh en 2007. En comparación, el producto interno bruto de Colombia creció a una tasa anual 7.62% mientras que la demanda de electricidad creció el 4.01% en 2007. La demanda de electricidad en Colombia se ha incrementado de forma constante desde el 2000.

La demanda acumulada en los seis primeros meses del año 2008 se ubicó en 26,458 GWh con un aumento de 1.5% con relación al mismo período del año anterior.

La siguiente gráfica ilustra para cada año la demanda de electricidad acumulada y la tasa de crecimiento de los últimos 12 meses finalizando en junio de cada año para el período 1995-2008.



A pesar de la tendencia al crecimiento, la demanda de electricidad en Colombia se encuentra por debajo de la mayoría de los países industrializados y otros países Latinoamericanos.

UPME, estima que la demanda de electricidad crecerá aproximadamente 3.90% al año en el período 2007-2020. UPME proyecta una demanda de electricidad en el año 2020 entre 79,835 GWh y 96,978 GWh.

4.1.6. Oferta

La generación de electricidad en Colombia ha crecido significativamente durante los últimos 27 años. En 1980, la capacidad de generación instalada era de 4,177 MW (aproximadamente 70.00% hidroeléctrica y 30.00% térmica). Para junio de 2008, la capacidad de generación instalada ha crecido hasta 13,444.2 MW (aproximadamente 63.4% hidroeléctrica y 32.2% térmica, 4.4% plantas menores y cogeneración). El siguiente cuadro ilustra el monto total de electricidad generada en Colombia durante el período 1995-2008.

Año	GWh/Año	Aumento Anual (%)
1995.....	40.674	
1996.....	40,481	(0.47)
1997.....	41,949	3.63
1998.....	42,520	1.36
1999.....	40,563	(4.60)
2000.....	41,355	1.95
2001.....	43,136	4.31
2002.....	44,743	3.73
2003.....	46,734	4.02
2004.....	48,569	3.64

2005.....	50,430	4.11
2006.....	52,340	3.79
2007	53,624	2.45
Ene-Sep.2008	26,542	0.40

Fuente: XM

Se espera que la capacidad de generación total aumente 1,280 MW durante el período 2008-2012, de acuerdo con los resultados de la primera subasta de Obligación de Energía Firme, pasando de 13,406 MW en 2007 hasta 14,686 MW en 2012. De igual forma, se espera que la capacidad de generación aumente 2,990 MW durante el período 2013-2018, según los resultados de la subasta GPPS, alcanzando un valor aproximado de 17,676 MW en 2018. El siguiente cuadro establece la nueva capacidad de generación (sin incluir interconexiones internacionales) de acuerdo con el tipo de generación para los períodos indicados.

Proyecto	Capacidad (MW)	Fecha esperada de entrada
Termocol	202	Octubre de 2009
Flores 4	163	Noviembre de 2010
Amoyá	78	Enero de 2011
El Manso	27	Junio de 2011
Porce III	660	Diciembre de 2011
Gecelca	150	Diciembre de 2012
Cucuana	60	Marzo de 2013
Sogamoso	800	Noviembre de 2013
Promotora Miel II	135	Septiembre de 2014
Quimbo	395	Noviembre de 2014
Porce IV	400	Marzo de 2015
Hidroeléctrica Pescadero Ituango	1,200	Diciembre de 2018
Total	4,270	

Fuente: XM – Cargo por confiabilidad.

4.1.7. Transmisión de Electricidad

En Colombia la transmisión de electricidad se regula independientemente de otros componentes del sector eléctrico, y tiene las características únicas de un monopolio natural. El STN es un sistema interconectado para la transmisión de electricidad que comprende una variedad de líneas de transmisión de electricidad y módulos de conexión correspondientes, que operan a 220 kV o más.

A octubre 31 de 2008, el STN comprendía 85 subestaciones de 230kV, 11 subestaciones de 500 kV, 1 subestación de 138 kV, 2,399 km de líneas de 500kV, 11,694 km de líneas de 220/230 kV y 10 km de líneas de 138 kV, para un total de 97 subestaciones y 14.103 km de circuito.

La gran mayoría de las plantas generadoras, puntos de suministro de la red para transmisión de electricidad y usuarios finales se encuentra directa o indirectamente conectados a través del STN. El STN permite que la operación de las plantas generadoras esté coordinada, lo cual reduce la cantidad

de capacidad de generación de soporte necesaria para mantenimiento de planta y la cantidad de reserva requerida diariamente.

La demanda eléctrica varía de un día a otro y a lo largo de cada día de acuerdo con la época del año, el patrón de conducta de los consumidores, el nivel de actividad económica y, en menor medida, el clima. La generación de las plantas generadoras debe ajustarse continuamente para satisfacer la demanda de los consumidores y asegurar la estabilidad eléctrica del sistema energético. Nosotros, como operadores del CND a través de nuestra subsidiaria XM, pronosticamos y supervisamos el nivel de demanda a lo largo del día y damos instrucciones a las plantas generadoras para aumentar o disminuir la generación con el fin de satisfacer la demanda de acuerdo con los parámetros establecidos por la CREG.

La transmisión de electricidad en Colombia es un negocio regulado, con las siguientes características:

- la transmisión de electricidad es un monopolio natural regulado;
- existe acceso libre al STN;
- el STN pertenece a varias compañías de transmisión de electricidad;
- la transmisión de electricidad juega un papel pasivo en la cadena productiva del sector eléctrico;
- el servicio prestado por las compañías de transmisión de electricidad debe satisfacer los criterios de calidad del servicio (medida en términos de disponibilidad);
- la expansión del STN está controlada por la UPME; y
- los ingresos por ventas de las compañías de transmisión de electricidad se dividen entre aquellos derivados de los activos existentes antes de enero de 2000 y aquellos derivados de la construcción y operación de nuevas líneas de transmisión eléctrica obtenida a través de un proceso de licitación organizado por la UPME.
- La transmisión de electricidad es un monopolio natural.

La transmisión de electricidad a nivel nacional se logra de mejor manera a través de un sistema único, el cual puede tener diferentes propietarios. Un sistema centralizado resulta en menores costos que los que se obtendrían de la competencia de varias entidades con diferentes sistemas. Algunos de los factores que hacen de la transmisión de electricidad un monopolio natural son:

- la dispersión topológica de la generación y la demanda promueven una red de distribución unificada;
- se obtienen economías de escala invirtiendo en la misma red de distribución;
- los precios competitivos para la transmisión de electricidad no son sostenibles debido a que implicaría para la competencia en el sector un exceso y redundancia en la capacidad instalada.

4.1.8. Acceso Libre al STN

Todos los participantes del mercado en la industria eléctrica tienen libre acceso al STN, a través del pago de cargos por conexión y uso del sistema. El acceso libre al STN es una condición necesaria si

se va a promover la competencia en el MEM. De acuerdo con la Resolución 001 de 1994 de la CREG o CREG 001/1994, las compañías de transmisión de electricidad deben permitir el acceso indiscriminado a sus redes de distribución para cualquier usuario, comercializador o generador, sujeto al cumplimiento de las regulaciones legales y técnicas emitidas por la CREG y la UPME.

4.1.9. Propiedad múltiple sobre el STN

El STN es una red de transmisión de electricidad compuesta de líneas de transmisión y subestaciones con tensión de 220KV o más. En la actualidad, el STN pertenece a 11 compañías, de las cuales únicamente nosotros, nuestra subsidiaria Transelca y EEB, se dedican exclusivamente a la transmisión de electricidad.

A septiembre 30 de de 2008 éramos propietarios del 100% de las subestaciones y líneas de transmisión de 500 kV y el 70.3% de las líneas de transmisión de 230 kV en el STN. El cuadro a continuación establece la participación de las compañías de transmisión de electricidad en el STN:

Empresa	Km circuito	SE	VRN (MUSD)	% VRN
ISA	9,815	50	1,912	71.14%
EEB	1,446	11	273	10.15%
TRANSELCA	1,534	12	226	8.40%
EPM	798	13	166	6.18%
OTROS	510	11	119	4.13%
TOTAL	14,027	97	2,687	100.00%

Notas:

- VRN - Valor de Reposición a Nuevo en USD Diciembre de 1999 con base en costos unitarios de la Resolución CREG 026 de 1999
- Red a septiembre de 2008

4.1.10. Rol pasivo de las compañías de transmisión de electricidad

El rol de las compañías de transmisión de electricidad consiste en llegar a los usuarios finales a través de la transmisión de electricidad por el STN, mientras se mantienen los estándares de calidad requeridos y la disponibilidad de activos. El rol pasivo de las compañías de transmisión de electricidad en el MEM se explica en parte por lo siguiente:

- las compañías de transmisión de electricidad (a excepción de algunas compañías integradas verticalmente) no pueden comprar o vender electricidad y la electricidad adicional requerida para el sistema de operación es suministrada por compañías de generación de electricidad;
 - las compañías de transmisión de electricidad no toman decisiones respecto de la expansión del STN;
 - las compañías de transmisión de electricidad no fijan parámetro alguno para la utilización del STN;
- y

- las compañías de transmisión de electricidad reciben ingresos por ventas dirigidos a recuperar sus inversiones en el STN, así como sus costos de operación y mantenimiento.

4.1.11. Requerimientos para los servicios de transmisión de electricidad

La calidad del STN se mide en términos de disponibilidad de cada uno de los activos del sistema, comparado con las metas de regulación establecidas por la CREG, de acuerdo con las Resoluciones No.061 de 2000 y No. 011 de 2002, tal y como se indica a continuación:

Tipo de Activo	Meta de Índice de Disponibilidad Anual (%)	Meta de Horas de No Disponibilidad Acumuladas Anuales
Bahías de Línea	99.83%	15
Bahías de Transformadores	99.83%	15
Módulo de Auto transformadores	99.45%	48
Bahías de Compensación	99.83%	15
Módulos de Compensación	99.45%	48
Circuitos de 500 kV	99.18%	72
Circuitos de 220 kV o 230 kV > 100 km	99.59%	36
Circuitos de 220 kV o 230 kV ≤ 100 km	99.73%	24

El incumplimiento de estos estándares de calidad causa compensaciones (menor ingreso) que se calculan mediante referencia a la probabilidad de falla de cada unidad constructiva. La metodología consiste en medir la disponibilidad de cada uno de los activos del sistema dentro de un período de 52 semanas y compararla con la meta establecida por la CREG. Si el activo no cumple la meta de la CREG, la compañía de transmisión de electricidad incurre en un Porcentaje de Compensación Semanal del Activo (PCSA). Teniendo en cuenta que los ingresos se calculan mensualmente, los PCSA incurridos cada mes se promedian al final de cada mes para determinar el Porcentaje de Compensación Mensual del Activo (PCMA) aplicable, el cual corresponde al porcentaje en el cual el ingreso se reduce para ese mes.

4.1.12. Expansión del STN

De conformidad con el artículo 18 de la Ley 143, el papel del MME es velar por la expansión del STN, racionalizar los esfuerzos privados y del Estado para cumplir la demanda nacional de electricidad de forma que sea consistente con el Plan Nacional de Desarrollo, en adelante PND y el Plan Energético Nacional, en adelante PEN.

En uso de sus facultades, el Ministerio de Minas y Energía, normalmente delega en la UPME, las gestiones administrativas y técnicas necesarias para la elaboración del Plan de Expansión de Referencia del STN y la selección mediante convocatoria pública de inversionistas que acometan los proyectos definidos y aprobados.

Para la elaboración del Plan de Expansión de Referencia y con el fin de compatibilizar criterios, estrategias y metodologías para la expansión del STN, se constituyó un Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT en el cual participan agentes grandes consumidores, comercializadores, transmisores, generadores, distribuidores y el Centro Nacional de Despacho – CND.

De acuerdo con la Resolución 967 de 2006 expedida por la UPME todos los participantes del mercado deben enviar a la UPME la información de planeación detallada a más tardar en febrero de cada año, para que la UPME pueda preparar los planes de expansión del STN. Una vez se prepara un plan de expansión preliminar para el STN, la UPME lo hace público y lo envía al CAPT para revisión y evaluación. La UPME luego recibe opiniones, así como planes alternos de expansión, propuestos por los participantes del mercado y terceros interesados en el STN. Con base en los comentarios del CAPT y las demás partes, y teniendo en cuenta las consideraciones de costos, la UPME perfecciona los planes preliminares de expansión del STN. Una vez que son aprobados por el MME, los planes se divulgan a las compañías de transmisión de electricidad y a los terceros interesados.

Los planes de expansión deben ser flexibles tanto a mediano como a largo plazo, y deben tener la capacidad de adaptarse a los cambios impuestos por las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales, mientras que cumplen con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad del STN. Los proyectos propuestos en los planes de expansión del STN deben ser técnica y económicamente viables y deben contar con la aprobación de las autoridades ambientales pertinentes.

La expansión de la red está garantizada con la introducción de la competencia para la construcción, operación y mantenimiento de los nuevos proyectos de transmisión que requiera el sistema (Resoluciones CREG 004 de 1999, 022 de 2001 y 085 de 2002).

Para garantizar la ejecución del Plan de Expansión de Transmisión de Referencia a mínimo costo, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que éste delegue, elabora los Documentos de Selección, para la ejecución de los proyectos del Plan de Expansión de Transmisión de Referencia cuya preconstrucción deba iniciarse el siguiente año al de la definición del Plan.

Los proponentes ofrecen un Ingreso Anual Esperado para cada uno de los primeros veinticinco (25) años de entrada en operación del proyecto. Las propuestas se comparan calculando el Valor Presente del Ingreso Anual Esperado para cada uno de los veinticinco (25), aplicando la tasa de descuento aprobada por la CREG y establecida en los Documentos de Selección correspondientes, en dólares constantes.

El ingreso ofertado por el proponente incluye los costos asociados con la preconstrucción (diseños, servidumbres, estudios y licencias ambientales) y construcción (incluyendo la interventoría de la obra y las obras que se requieran para la viabilidad ambiental del proyecto), el costo de oportunidad del capital invertido y los gastos de administración, operación y mantenimiento del equipo correspondiente. Adicionalmente, se entiende que el Ingreso Anual Esperado presentado por el proponente, cubrirá toda la estructura de costos y de gastos en que incurra el Transmisor Nacional seleccionado, en desarrollo de su actividad y en el contexto de las leyes y la reglamentación vigente

4.1.13. Ingresos Regulados

El Ingreso percibido por los Transmisores Nacionales como remuneración de sus activos de transmisión es un Ingreso Regulado, que debe garantizar la recuperación de los costos de prestación del servicio de transmisión, con una tasa de retorno razonable, asegurando la viabilidad de la industria eléctrica. Este requisito se establece específicamente para actividades con características de monopolio natural, como es el caso de la Transmisión.

De conformidad con la Ley 143, la CREG fija tanto los Ingresos Regulados como los cargos por uso aplicables a los comercializadores para el recaudo de dichos ingresos. La Ley 143 exige que los

Ingresos Regulados se establezcan en un nivel que sea suficiente para cubrir los costos de inversión hechos por las compañías de transmisión eléctrica en los activos de transmisión de electricidad, incluyendo un costo de capital asumido para dichas compañías y los costos incurridos para mantener, operar y administrar el STN, asumiendo el nivel de uso de red esperado. El esquema general de remuneración establecido por la Ley 143 está encaminado a asegurar que el sector de transmisión eléctrica colombiano como un todo sea operacional y financieramente viable.

La metodología vigente para calcular los Ingresos Regulados de los transmisores nacionales rige desde el 01 de enero de 2000. Esta metodología fue definida a través de la Resolución No. 051 de 1998, la cual posteriormente fue aclarada y modificada por las Resoluciones No. 004 de 1999, 022 de 2001 y 085 de 2002, expedidas por la CREG. Ahora, la metodología para calcular los cargos por uso aplicables a generadores y comercializadores para el recaudo de los ingresos de los transmisores fue establecida a través de la Resolución CREG 094 de 1999, lo cual a su vez fue modificada por la Resolución CREG 103 de 2003.

Entre las modificaciones fundamentales introducidas por estas Resoluciones con respecto a los periodos anteriores, se encontraba el cambio de un esquema que calculaba los cargos por uso y los Ingresos Regulados sobre una base anual, a un sistema que permite calcular los cargos por uso y los Ingresos Regulados aplicables sobre una base mensual, teniendo en cuenta los activos de transmisión de electricidad que están en operación comercial en el STN cada mes. Con respecto a los cargos por uso, el cambio fundamental fue pasar de un esquema donde los generadores pagaban el 50% del ingreso de la transmisión y los comercializadores el otro 50%, a través de la aplicación de cargos zonales (diferentes en cada región del país), y un esquema donde el 100% del ingreso es pagado por los comercializadores, a través de la aplicación de cargos estampilla (iguales en todo el territorio nacional).

De acuerdo con la Resolución No. 022/2001 expedida por la CREG, la construcción y operación de nuevos bienes de transmisión se otorga mediante procesos de licitación. Los ingresos apropiados para los primeros 25 años de operación de los nuevos bienes se fijan de acuerdo a la oferta del participante ganador como se explica abajo. Después de los primeros 25 años los ingresos por dichos bienes se calculan según los parámetros establecidos para bienes en operación antes de enero del año 2000.

4.1.13. Ingresos Regulados para activos puestos a disposición del STN antes de enero de 2000

Nuestros Ingresos Regulados relacionados con los activos a disposición del STN antes de enero de 2000 se calculan anualmente con base en una fórmula que tiene en cuenta: (i) el valor de reposición de nuestras inversiones en activos a disposición del STN, valor que se ajusta de tiempo en tiempo con base en ciertos supuestos costos fijados por la CREG y expresados en Dólares Norteamericanos; (ii) una supuesta tasa interna de retorno por nuestras inversiones en nuestros activos de transmisión de electricidad, que actualmente está en 9.00%; (iii) una vida útil específica de dichos activos, que actualmente es de 25 años; (iv) nuestros gastos operacionales y de mantenimiento fijados como porcentajes sobre el valor de nuestros activos; (v) nuestras inversiones en activos no eléctricos; y, (vi) las disminuciones en el ingreso debidas al incumplimiento de los metas de disponibilidad establecidas por la regulación para los activos del STN. Estos Ingresos Regulados son calculados con base en la siguiente fórmula:

$$RR = VRN \times \{ (IRR \times (1+IRR)^n) / ((1+IRR)^n - 1) \} \times (1 + NEA) + (VRN \times AOM) - P$$

Donde:

RR	Es el Ingreso Regulado Anual.
VRN	Es el valor de reposición de cada unidad constructiva, calculado cada mes como la suma del costo FOB y de los costos de instalación de cada uno de sus componentes. Para los propósitos de calcular el VNR, la Resolución CREG 026/1999 aprueba el costo FOB y el costo de instalación que comprenden los activos de transmisión, los cuales en conjunto se denominan "unidades constructivas". Estos costos asumidos están vigentes desde enero de 2000. El VRN se expresa en Dólares de los Estados Unidos de diciembre de 1997, los cuales deben ser convertidos a pesos colombianos a la tasa de cambio vigente en diciembre de 1999 y luego ajustados al mes de cálculo del ingreso con base en el IPP.
IRR	Es la tasa remuneración fijada por la CREG para la duración de la vida útil de los activos de transmisión eléctrica. La tasa vigente hoy en día es del 9.00%, tasa que no ha sido modificada desde el inicio de su aplicación en enero de 2000
N	25 años, que corresponde a la vida útil de los activos de transmisión de electricidad, fijada por la CREG (vigente desde el inicio de aplicación del esquema en enero de 2000).
NEA	Porcentaje para la remuneración de activos en activos no eléctricos fijada por la CREG en 5.00% (vigente desde el inicio de aplicación del esquema en enero de 2000).
AOM	Porcentaje sobre el VNR para la remuneración de gastos incurridos por las empresas de transmisión en la administración y operación y mantenimiento de sus activos de transmisión de electricidad, actualmente fijada por la CREG en el 2.50% por activos que están localizados en las áreas sin contaminación salina y en 3.00% para los activos localizados en áreas afectadas por contaminación salina (i.e. activos localizados en las áreas costeras cerca al océano) para compensar los costos adicionales de mantenimiento que estos activos requieren. Estos porcentajes están vigentes desde enero de 2002.
P	Es la disminución en el ingreso por el no cumplimiento con las metas de disponibilidad definidas por la CREG. De acuerdo con la metodología definida por la CREG a través de la Resolución CREG 061 de 2000, esta es calculada semanalmente.

Para las subestaciones se reconoce un ingreso adicional para compensar el precio de adquisición y los costos de pre construcción y de acondicionamiento del terreno, equivalente al 8.50% del valor catastral del área típica en que la subestación está construida,

La formula anterior corresponde al cálculo anual del ingreso para cada unidad constructiva, pero dado que el ingreso es liquidado mensualmente, el resultado anterior se divide por doce. Posteriormente, se restan las penalidades por incumplimiento en las metas de disponibilidad en el mes relevante.

4.1.13. Ingresos Regulados por activos puestos a disposición del STN después de enero de 2000

Estos activos representan cerca del 20% del total de nuestros activos de transmisión de electricidad en el STN (participación con base en el Valor de reposición a Nuevo de los Activos). Básicamente son 4 proyectos de convocatoria:

- UPME 01 de 1999: Primavera – Guatiguará – Tasajero a 230 kV

- UPME 02 de 1999: Sabanalarga - Termocartagena a 230 kV
- UPME 01 de 2003: Primavera – Bacatá a 500 kV
- UPME 02 de 2003: Primavera – Bolívar a 500 kV

Con vigencia a partir de enero del 2000, la CREG introdujo un nuevo esquema para la construcción y operación de nuevos activos de transmisión de electricidad. Este nuevo esquema fue establecido en la Resolución CREG 004/1999 (modificada por las Resoluciones CREG 022 de 2001 y 085 de 2002), la cual exige que un proceso licitatorio competitivo sea adelantado por el MME (o por la entidad que éste delegue) para la construcción y operación de los activos de transmisión eléctrica definidos en el plan de expansión elaborado por la UPME. De conformidad con las reglas de licitación pública competitiva, compañías colombianas e internacionales pueden participar en los procesos de licitación simplemente comprando los términos de referencia publicados por la CREG para cada proceso licitatorio y presentando un plan para la construcción, operación y mantenimiento de nuevos activos de transmisión de electricidad a cambio de un determinado monto de Ingresos Regulados.

De acuerdo con las reglas de licitación pública competitiva, al proponente favorecido se le adjudica la construcción, operación y mantenimiento de los nuevos activos de transmisión de electricidad y es responsable de hacer todas las inversiones necesarias para el desarrollo, construcción, puesta en marcha, mantenimiento y operación de dichos activos durante la totalidad del período de veinticinco (25) años a cambio de los Ingresos Regulados incluidos en la oferta del proponente. Expirado este período de veinticinco (25) años, los Ingresos Regulados relacionados con los activos de transmisión de electricidad se calculan utilizando la metodología aplicable para el cálculo de los Ingresos Regulados aplicable a los activos puestos a disposición del STN antes de enero de 2000. Ver "Ingresos Regulados para activos puestos a disposición del STN antes de enero de 2000". El ingreso regulado adjudicado bajo las reglas de licitación pública competitiva es ajustado anualmente para reflejar cambios en el PPI (Producer Price Index – Serie WPSSOP3200). Los ingresos son pagaderos mensualmente; razón por la cual el ingreso mensual corresponde a una doceava (1/12) parte del ingreso anual ofertado para cada año.

4.1.14. Asignación del pago de los ingresos de la transmisión

De conformidad con la Resolución CREG 094/1999, hasta el año 2001 el 25.00% de los Ingresos Regulados para compañías de transmisión de electricidad debía ser cubierto por generadores, mientras el 75.00% restante debía ser pagado por los comercializadores. La Resolución CREG 103/2000 estableció que desde enero 1° de 2002, los generadores no realizarán pagos por cargos por uso, es decir, que el 100% del ingreso por activos de transmisión sería pagado por los comercializadores.

• *Proceso de Revisión de Ingresos*

De conformidad con la Resolución CREG 007/2005, las compañías que provean servicios de transmisión eléctrica, sus usuarios finales y todas las partes interesadas fueron informadas de la iniciación del proceso de revisión de ingresos por la CREG para determinar los nuevos criterios para la remuneración de los servicios de transmisión eléctrica por un nuevo período de 5 años, específicamente respecto de los activos disponibles en el STN antes de enero de 2000. Sin embargo, hasta tanto la nueva resolución que contenga los nuevos criterios no sea expedida, el actual esquema de ingresos continuará aplicando.

De conformidad con la Resolución CREG 007/2005, el Proceso de Revisión de Ingresos se enfoca principalmente en los siguientes aspectos de la estructura de Ingresos Regulados actual:

- *Unidades Constructivas:* De acuerdo con la Resolución CREG 007/25, la CREG contrató los servicios de un consultor privado quien revisó el VRN de las unidades constructivas establecidas en la Resolución CREG 026/1999 e hizo las recomendaciones respecto a los ajustes a la metodología que se aplicará para calcular el VRN y la vida útil de las mismas. Este análisis también permitió a la CREG revisar, la definición y los componentes de cada unidad constructiva, así como reconocer nuevas unidades constructivas que actualmente estén siendo tratadas como otras unidades constructivas. La CREG publicó para comentarios la propuesta relacionada con las unidades constructivas en septiembre de 2006 mediante la Circular No. 036.
- *Tasa de Remuneración:* CREG propuso utilizar un WACC (promedio de costo de capital ponderado) para determinar la tasa de remuneración de la transmisión. Una metodología similar es utilizada para calcular el costo de capital de compañías en el negocio de distribución de electricidad y gas natural, aún cuando CREG reconoce que en el caso de servicios de transmisión eléctrica el cálculo no incluirá el riesgo de una variación en la demanda de electricidad.
- *Activos no eléctricos:* CREG revisó el costo de los activos no eléctricos, con base en la información histórica suministrada por todas las compañías de transmisión de electricidad. El porcentaje aplicado hoy en día al VRN de los activos de transmisión de electricidad para compensar por sus componentes no eléctricos será revisado de conformidad.
- *Administración, operación y mantenimiento:* CREG revisó los gastos de administración, operación y mantenimiento incurridos por las compañías de transmisión de electricidad. Para este propósito, CREG solicitó estudios técnicos sobre la materia a la Universidad de los Andes y a la Universidad de Antioquia, así como información histórica de las compañías de transmisión de electricidad. El porcentaje que actualmente aplica al VRN para los activos de transmisión de electricidad para compensar por los gastos AOM será revisado acordemente. CREG publicó un estudio acerca de los gastos AOM en enero de 2007, mediante la Circular No. 002.
- *Terrenos:* CREG revisó las áreas típicas a reconocer para cada una de las unidades constructivas en subestaciones, así como los costos de pre construcción y acondicionamiento relacionados con esas áreas. El porcentaje actualmente aplicado al valor catastral del terreno para compensar estos costos será revisado. La Resolución CREG 007/2005 no especificó las bases para esta revisión.
- *Compensaciones por no indisponibilidad:* CREG revisará los estándares de disponibilidad de los activos de transmisión de electricidad basados en los datos de disponibilidad histórica para el STN, estadísticas de la industria (incluyendo datos internacionales) y nuevo software disponible.
- *Factor de productividad:* La Resolución CREG 007/2005 establecía que la nueva estructura de Ingresos Regulados incluirá un factor de productividad cuyo objetivo era compartir las ganancias por la productividad esperada de las compañías de transmisión de electricidad con los usuarios finales. Este factor de productividad se expresaría como un porcentaje que se restaría de los ingresos anuales de las compañías de transmisión de electricidad. Este factor sería fijado por la CREG basado en el análisis de la productividad de las compañías de transmisión de electricidad en Colombia preparada por la Universidad EAFIT.

Como resultado de este proceso de revisión, en enero de 2008 la CREG publicó la Resolución CREG 110 de 2007 "Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica" y la Resolución CREG 098 de 2007 "Por la cual se ordena hacer público un

proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de definir la metodología para determinar la tasa de retorno para remunerar la actividad de transmisión de energía eléctrica, y publicar los estudios relacionados”.

La Resolución 098 contenía la propuesta con la metodología para la definición de la tasa de remuneración, mientras que la Resolución 110 contenía la propuesta con los demás parámetros que intervienen en el cálculo de la remuneración, incluyendo la propuesta de un nuevo esquema de calidad. Una vez expedida estas resoluciones, la CREG realizó audiencias públicas para la presentación de los dos proyectos en junio de 2008, y recibió los comentarios de los agentes y demás interesados.

Con base en estos comentarios, la CREG expidió en julio de 2008 la Resolución 083 “Por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica y se fija dicha tasa”. En esta Resolución se fija como tasa de remuneración para el nuevo periodo un 11,50% (la tasa vigente hoy en día es de 9,00%). Con relación al resto de los parámetros (unidades constructivas, vida útil, AOM, ANE, terrenos), la CREG aún no expide la Resolución definitiva, la cual se espera sea publicada antes de finalizar 2008 e inicia aplicación en los primeros meses de 2009.

4.1.15. Ingreso por Conexión

Los cargos de conexión se establecen de forma contractual entre las partes de un contrato de conexión. Sin embargo, en el caso particular de los operadores de red, los cargos se fijan para cada punto de conexión tomando como referencia la metodología establecida por la CREG para la remuneración de los Sistemas de Transmisión Regional (Resolución CREG 082 de 2002 y Resolución CREG 097 de 2008), considerando las inversiones en activos de conexión de la respectiva compañía para ese punto de conexión y los gastos de mantenimiento, administración, operación de dichos activos. El cargo de conexión se ajusta mensualmente para reflejar el cambio en el IPP del mes anterior.

4.2. Brasil

4.2.1. Generalidades del sector

Los sistemas de transmisión de electricidad en Brasil están sujetos a regulación federal. La ANEEL es la entidad gubernamental con autoridad para otorgar concesiones y regular la prestación de los servicios de transmisión de electricidad en Brasil. Los estados no tienen jurisdicción sobre las concesiones de transmisión de electricidad pero regulan el desarrollo de los activos de transmisión de electricidad y la prestación de servicios, mediante las regulaciones estatales de las licencias ambientales y el cumplimiento de dichas regulaciones. El BSIN es un sistema de generación y transmisión de electricidad a gran escala formado por compañías en las regiones sur, sureste, centro occidente y norte, y en ciertas áreas de las regiones del norte del país. El BSIN es responsable de suministrar electricidad a cerca de 98% del mercado brasileño, según datos del ONS. Únicamente los estados de Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia, y algunas ciudades de Pará, que son estados localizados en la zona norte del país, no forman parte del BSIN. En estos estados, el suministro se hace a través de pequeñas termoeléctricas o hidroeléctricas que son parte de sistemas aislados, situados cerca de los principales centros de consumo.

En 2006, la capacidad instalada del BSIN tenía una potencia total de 86,771 MW, de los cuales 73,393 MW correspondían a estaciones hidroeléctricas (incluidos 7,000 MW relacionados con 50% de

la capacidad instalada de Itaipu que se dirige al mercado brasileño) y 13,378 MW que correspondían a estaciones termoeléctricas y nucleares. Tomando en cuenta la adición de nuevas líneas de generación y la desactivación de estaciones de energía termal de emergencia, la capacidad total instalada del BSIN aumentó 5,68% de 2005 a 2006. La capacidad de producción total fue de 415.9 TW/hen 2006.

Las instalaciones de transmisión de electricidad de la Red de Distribución Principal Nacional también son parte del BSIN. La Red de Distribución Principal Nacional, que se utiliza para transportar grandes cantidades de energía desde los centros de producción hasta los centros de consumo, es una combinación de (i) líneas de transmisión, barricadas, transformadores de energía y equipo de subestaciones con tensiones iguales o mayores a 230 kV y (ii) transformadores de energía con una tensión primaria igual o mayor a 230 kV y tensiones secundaria y terciaria menores a 230 kV, a 1 de Julio de 2004.

Los Sistemas de Subtransmisión constan de (i) líneas de transmisión, barricadas, transformadores de energía y equipo de subestación, de cualquier tensión, cuando se usan en centros de generación de una manera exclusiva o compartida o por parte de Consumidores Independientes, de manera exclusiva; (ii) concesiones internacionales y equipo asociado, a cualquier tensión, cuando se usan exclusivamente para importaciones o exportaciones de electricidad; y (iii) líneas de transmisión, barricadas, transformadores de energía y equipo de subestación, a tensiones menores a 230 kV, que pueden estar localizados o no en subestaciones que forman parte de la Red de Distribución Principal Nacional. Los Sistemas de Subtransmisión atienden a ciertos usuarios, como concesionarios de distribución y Consumidores Independientes.

En 2006, la Red de Distribución Principal Nacional alcanzó una longitud de 86,229 Km, que incluye 717 circuitos de transmisión y una capacidad de transformación de 196,500 MVA. Estas cifras incluyen un aumento de 3,180 Km en nuevas líneas de transmisión y 12,000 MVA en nuevos transformadores, que corresponden a un crecimiento de 3.8% y 6.5%, respectivamente, comparado con 2005.

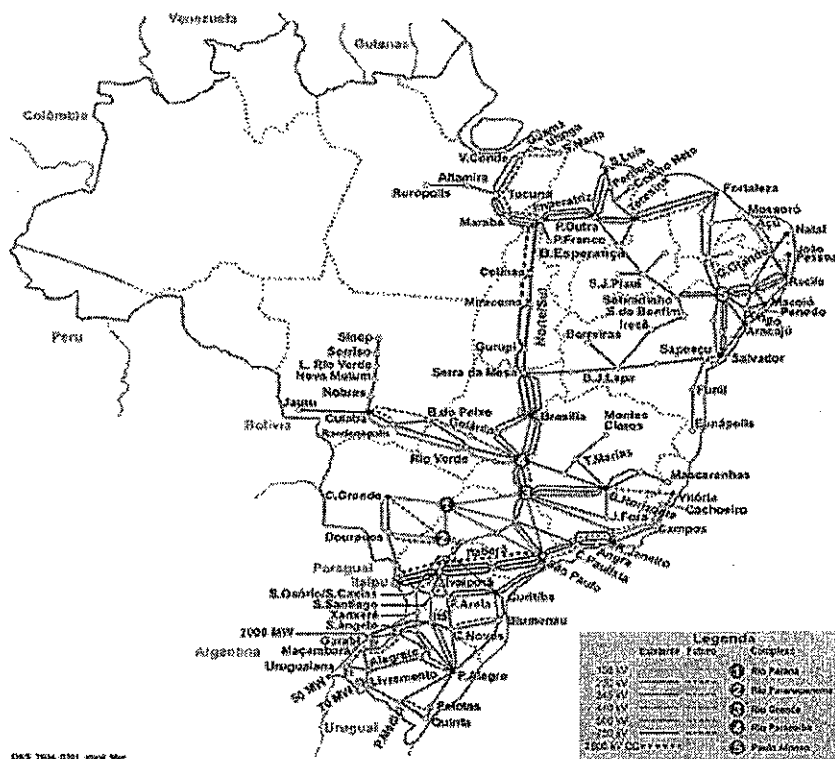
La siguiente tabla indica la evolución de las longitudes, en Km, de las líneas de transmisión en la Red de Distribución Principal Nacional entre 2000 y 2006:

Tensión (kV)	2006	2005	2004	2003	2002	2001
230	36,342	35,737	35,074	34,000	32,997	32,537
345	9,579	9,579	9,047	9,021	9,021	9,024
440	6,671	6,667	6,668	6,668	6,668	6,668
500	29,341	26,771	24,924	23,659	19,525	17,510
600 CC	1,612	1,612	1,612	1,612	1,612	1,612
750	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683	2,683
Total Sistema Interconectado Brasileño	86,229	83,049	80,008	77,643	72,506	70,034

Fuente: ONS.

A 31 de Diciembre de 2006, 40 concesionarios operaban dentro del BSIN. A 31 de Diciembre de 2006, el Gobierno Federal de Brasil, a través de compañías controladas por Eletrobrás, poseía y operaba aproximadamente 32% de todas las líneas de transmisión (en Km), de acuerdo con datos de la ABRATE. Las líneas de transmisión restante principalmente son de propiedad y están operados por las compañías privadas que adquirieron dichas líneas en subastas públicas y la privatización de compañías de propiedad del estado.

El siguiente mapa muestra el sistema de transmisión de electricidad brasileño:



Fuente: ONS.

4.2.2. Expansión del BSIN

La expansión planificada del BSIN se basa en el Programa de Expansión de Transmisión del ONS (*Programa de Expansão da Transmissão de Energia Elétrica*) o PET, que se determina con base en la información suministrada por la Empresa de Búsqueda de Energía (*Empresa de Pesquisa Energética*) por un periodo de cinco años. El ONS revisa el PET anualmente y contempla inversiones durante un periodo de tres años. El PET establece las líneas de transmisión y subestaciones que se van a construir o reforzar en el periodo relevante.

Estos planes se presentan para la aprobación del BMME y, una vez aprobados, la ANEEL se encarga de manejar las concesiones para la construcción y operación de nuevas líneas de transmisión, mediante licitaciones públicas u otorgando autorizaciones directas a las compañías de transmisión de electricidad que poseen las instalaciones que se van a reforzar.

De acuerdo con el plan de expansión a 10 años de BMME para el sector eléctrico, para 2015 la capacidad de producción de electricidad aumentará a través de la explotación del potencial hidroeléctrico, dado que sólo 28.20% de este potencial se explota actualmente en Brasil. El BMME espera grandes inversiones en proyectos de generación hidroeléctrica, aumentando con ello la capacidad instalada actual en 31,000 MW. El aumento de la capacidad para generar electricidad

requerirá la expansión de las redes de transmisión de electricidad y el reforzamiento de las redes existentes.

La expansión del sistema de transmisión de electricidad brasileño se está implementando principalmente por medio de licitaciones públicas dirigidas por la ANEEL para el otorgamiento de concesiones. Cualquier persona interesada en obtener una concesión para transmisión de electricidad puede participar en una licitación, incluidos quienes en la actualidad no operan en el sector eléctrico. Estos participantes deben tener un compromiso o contrato con una compañía que cuente con la capacidad técnica para operar y mantener su parte del Sistema de transmisión de electricidad. Los participantes deben estar precalificados según los términos de los documentos de la licitación, y si se les otorga una concesión, deben constituir una entidad con propósito especial para mantener y operar dicha concesión.

4.2.3. Leyes y Regulaciones

- ***La Ley del Nuevo Modelo para la Industria***

La Ley del Nuevo Modelo para la Industria introdujo cambios sustanciales a la regulación de la industria eléctrica con la intención de (i) suministrar incentivos a entidades públicas y privadas para construir y mantener la capacidad de generación, y (ii) garantizar el suministro de electricidad en Brasil a través de licitaciones públicas. Los cambios clave que introdujo la Ley del Nuevo Modelo para la Industria incluyen:

La creación de un entorno paralelo para la comercialización de la electricidad con (1) un mercado más estable en términos de suministro de electricidad, en cuanto a suministrar seguridad adicional en el suministro a clientes activos, llamado el Mercado Regulado (*Ambiente de Contratação Regulado*), o el ACR, y (2) un mercado dirigido específicamente a ciertos participantes (es decir, generadores independientes, Consumidores Independientes y compañías de comercialización de electricidad), que permitirá un cierto grado de competencia frente al Mercado Regulado, llamado el Mercado Libre (*Ambiente de Contratação Livre*);

Restricciones sobre ciertas actividades de las compañías de distribución, incluida la participación en generación y transmisión de electricidad, para garantizar que se concentren únicamente en sus negocios esenciales para garantizar servicios más eficientes y confiables para el ACR; y

Eliminación de autonegociación, para incentivar a los distribuidores en la compra de electricidad con los precios más bajos disponibles, en lugar de comprar electricidad a partes relacionadas.

La Ley del Nuevo Modelo para la Industria no alteró significativamente la regulación de las actividades de transmisión de electricidad, las cuales siguen funcionando mediante concesiones otorgadas por la ANEEL en subastas públicas o por autorizaciones. Para garantizar la seguridad legal de las operaciones en la industria, la Ley del Nuevo Modelo para la Industria establece que los Contratos de Concesión suscritos antes de su ratificación permanezcan sin modificación.

- ***Concesiones***

Las concesiones para la transmisión de electricidad generalmente se formalizan a través de contratos suscritos entre la autoridad otorgante, representada por la ANEEL, y los concesionarios de transmisión de electricidad. Los contratos de concesión otorgan derechos para explotar ciertos activos de transmisión de electricidad, generalmente, durante 30 años. Una concesión existente se puede renovar a discreción de la autoridad otorgante, a solicitud del concesionario, hecha por lo

menos 36 meses antes de la fecha de vencimiento de la concesión. La ANEEL no está obligada a responder una solicitud de ampliación hasta 18 meses antes de la expiración del contrato de concesión. Si se renueva un contrato de concesión, los términos económicos del contrato, incluido el Ingreso Anual Permitido relacionado, pueden ajustarse para tener en cuenta el hecho de que la inversión en los activos de concesión se ha amortizado y la necesidad de inversiones adicionales en mantenimiento y operación de los activos en concesión.

El Contrato de Concesión 059/2001 tiene una vigencia de 20 años contados a partir de la vigencia de la Ley 9.074, de 1995 y vence el 7 de Julio de 2015, y el Contrato de Concesión 143/2001 tiene un término de 30 años y vence el 20 de Diciembre de 2031. Los Contratos de Concesión pueden renovarse de acuerdo con los términos descritos previamente.

De conformidad con las disposiciones de la Ley de Concesiones, los contratos de concesión para transmisión de electricidad contienen disposiciones que permiten cambios, en ciertas circunstancias, de las tasas o tarifas cobradas por los concesionarios de transmisión de electricidad para mantener las condiciones económicas y financieras (*equilíbrio econômico-financeiro*) prevalecientes en la fecha de suscripción de los contratos de concesión relevantes, incluidos hasta la recuperación de las inversiones hechas por los concesionarios en las instalaciones de transmisión de electricidad después de dicha fecha. Según los Contratos de Concesión, CTEEP puede tener derecho a un incremento en su Ingreso Anual Permitido con base en este principio, aunque CTEEP no ha tenido ninguna experiencia anterior en conexión con la aplicación de este principio en relación con los Contratos de Concesión.

La Ley de Concesiones establece, entre otras cosas, los requerimientos que un concesionario debe cumplir cuando presta servicios de electricidad, los derechos de los consumidores y las obligaciones del concesionario y la autoridad otorgante. La Ley de Concesiones establece, entre otras cosas:

Servicio Adecuado. Los concesionarios deben prestar servicios adecuados con respecto a la regularidad, continuidad, eficiencia, seguridad y accesibilidad.

Uso de terrenos. El concesionario puede usar tierras públicas o solicitar a la autoridad otorgante expropiar terrenos privados necesarios para el beneficio del concesionario. En el último caso, el concesionario debe compensar a los propietarios de tierras privadas afectados.

Responsabilidad Objetiva. El concesionario es objetivamente responsable de todos los daños que surjan de la prestación de sus servicios.

Cambios en la Participación Mayoritaria. La autoridad otorgante debe aprobar cualquier cambio de dirección en la participación mayoritaria del concesionario.

Intervención de la Autoridad Otorgante. Con la aprobación del Presidente de Brasil, evidenciado por un decreto presidencial, la autoridad otorgante puede intervenir en la concesión para garantizar la prestación adecuada de servicios al igual que un cumplimiento total de las disposiciones regulatorias y contractuales aplicables. Dentro de los 30 días siguientes a la fecha del decreto, se requiere que el representante de la autoridad otorgante comience un proceso administrativo en el cual el concesionario tiene derecho a impugnar la intervención. Durante la vigencia del proceso administrativo, una persona nombrada por decreto de la autoridad otorgante es responsable de operar la concesión. Si el proceso administrativo no se completa dentro de los 180 días siguientes a partir de la fecha del decreto, la intervención cesa y la concesión se regresa al concesionario. La concesión también se regresa al concesionario si el representante de la autoridad otorgante decide no darla por terminado y el término de la concesión no ha vencido.

Terminación Anticipada de la Concesión. La terminación de un contrato de concesión puede agilizarse por medio de expropiación o declaración de caducidad. La expropiación es la terminación anticipada de una concesión por razones relacionadas con el interés público que debe declararse expresamente por Ley. La declaración de caducidad debe hacerla la autoridad otorgante después de la expedición por parte ANEEL o BMME de una resolución administrativa definitiva de que el concesionario, entre otras, (i) no ha prestado un servicio adecuado o no ha cumplido con las leyes o regulaciones aplicables; (ii) ya no tiene capacidad técnica, financiera o económica para prestar un servicio adecuado; o (iii) no ha cumplido sanciones fijadas por la autoridad otorgante. El concesionario puede impugnar la expropiación o la declaración de caducidad de una concesión ante las cortes. El concesionario tiene derecho a recibir compensación por sus inversiones en activos expropiados o embargados que no se hayan depreciado totalmente, después de deducir cualesquier cantidad por multas y daños por pagar por parte del concesionario.

Vencimiento. Cuando la concesión venza, todos los activos, derechos y privilegios que estén relacionados básicamente con la prestación de servicios de electricidad, se revertirán al Gobierno Federal de Brasil. Después del vencimiento, el concesionario tiene derecho a recibir compensación por sus inversiones en activos que no se hayan recuperado totalmente a la fecha de vencimiento.

Remuneración. La fuente de ingresos de los concesionarios de transmisión es el Ingreso Anual Permitido, fijado por ANEEL bajo el contrato de concesión relevante.

• **Sanciones**

Las regulaciones expedidas por ANEEL rigen la imposición de sanciones contra los participantes del sector energético y clasifica las sanciones adecuadas con base en la naturaleza e importancia del incumplimiento (incluidas, advertencias, multas, suspensión temporal del derecho a participar en licitaciones públicas para nuevas concesiones, licencias o autorizaciones y declaración de caducidad). Por cada violación, las multas pueden ser hasta de 2% de los ingresos del concesionario (neto del valor del impuesto agregado y el impuesto por servicios) en el periodo de 12 meses precedente a cualquier aviso de evaluación. Algunas acciones que pueden resultar en multas se relacionan con el incumplimiento del concesionario para solicitar aprobación de ANEEL, incluidas las siguientes:

- suscripción de contratos con partes relacionadas en los eventos previstos en la regulación;
- venta o cesión de los activos relacionados con la prestación del servicio, lo mismo que la imposición de cualquier multa (incluida cualquier garantía, fianza, prenda, pignoración e hipoteca) sobre dichos activos u otros activos relacionados con la concesión o los ingresos de los servicios de electricidad; o
- cambios en la participación mayoritaria de la concesión o el tenedor de la autorización.

Además, los concesionarios de generación, distribución y transmisión de electricidad son objetivamente responsables de cualesquier daños directos o emergentes causados a terceros como resultado de la prestación inadecuada de los servicios de electricidad en sus instalaciones. Si el ONS es incapaz de asignar la responsabilidad por los daños a un concesionario en particular, o si los daños son causados por el ONS, la responsabilidad se asigna proporcionalmente a las tasas de 35.7%, 35.7% y 28.6% a los concesionarios de generación, distribución y transmisión.

• **Acceso al sistema de transmisión de electricidad**

La Ley de Concesiones y la Ley de Concesiones para la Industria eléctrica establecen un acceso libre al BSIN y garantizan a cualquier participante o Consumidor Independiente el derecho a interconectarse con y usar el sistema en contraprestación a la compensación por los costos incurridos, sin considerar si la electricidad se comercializa o no. El acceso libre al BSIN es un mecanismo para garantizar la competitividad en la generación y comercialización de la electricidad.

El ONS ofrece acceso al BSIN mediante contratos con los participantes del BSIN y los usuarios del Sistema de transmisión de electricidad. Las compañías de distribución de electricidad que detentan concesiones o permisos, las compañías de generación de electricidad directamente conectadas a la Red de Distribución Principal Nacional o conectadas a hidrogeneradores de despacho centralizado, y compañías importadoras y exportadoras de electricidad conectadas directamente a la Red de Distribución Principal Nacional son todos usuarios del BSIN. Los contratos para el acceso al BSIN incluyen:

CPST. Un contrato entre el ONS y un concesionario de transmisión de electricidad con las instalaciones de transmisión de la Red de Distribución Principal Nacional, como CTEEP, que establece los términos y condiciones financieras que rigen el uso de los servicios de transmisión de electricidad.

CUST. Un contrato entre el ONS, que actúa por su propia cuenta y como representante de los concesionarios de transmisión de electricidad, y un usuario del sistema, donde se establecen los términos y condiciones de uso del usuario del sistema de la Red de Distribución Principal Nacional, incluidos los mecanismo de pago y recaudo, y regula los servicios prestados por el ONS concernientes a la coordinación y el control de operación del Sistema Interconectado Brasileño.

CCG. Un contrato entre el ONS, que actúa por su propia cuenta y como representante de los concesionarios de transmisión de electricidad y como administrador de las cuentas bancarias, y un usuario del sistema, que permite al ONS acceso a fondos disponibles en cuentas bancarias designadas por el usuario, en caso de que un usuario del sistema incumpla con los pagos adeudados a los concesionarios de transmisión de electricidad y al ONS, incluidos los pagos de parte del Ingreso Anual Permitido del concesionario que está asignada a dicho usuario, de conformidad con el CUST aplicable.

CCT. Un contrato entre concesionarios de transmisión de electricidad y un usuario del sistema, que establece los términos y condiciones técnicas en conexión con la Red de Distribución Principal Nacional a través de instalaciones y puntos de conexión.

CCI. Un contrato entre concesionarios de transmisión de electricidad que dispone el uso compartido de instalaciones del sistema de transmisión de electricidad.

4.2.4. Marco Institucional

- ***Principales autoridades regulatorias***

Ministerio de Minas y Energía—BMME. El BMME es el regulador primario del Gobierno Federal de Brasil de la industria eléctrica, que actúa como la autoridad otorgante en nombre del Gobierno Federal de Brasil, y cuenta con facultades para fijar políticas, y capacidades regulatorias y de supervisión. Después de la adopción de la Ley del Nuevo Modelo para la Industria, el BMME asumió algunas funciones que previamente correspondían a la ANEEL, incluida la elaboración de proyectos de normas, el otorgamiento de concesiones y la expedición de las directrices que rigen los procesos de subastas para concesiones relacionadas con servicios e instalaciones de electricidad. Posteriormente, estas funciones fueron delegadas por el BMME a la ANEEL mediante un decreto presidencial.

Autoridad Nacional de Energía Eléctrica—ANEEL. La industria eléctrica brasileña está regulada por la ANEEL, una entidad federal regulatoria independiente. Después de la ratificación de la Ley del Nuevo Modelo para la Industria, la responsabilidad primaria de la ANEEL es regular y supervisar la industria eléctrica según la política establecida por el BMME y responder ante cuestiones que le sean delegadas por el Gobierno Federal de Brasil y el BMME. Las obligaciones actuales de la ANEEL incluyen (i) administrar las concesiones para la generación, transmisión y distribución de electricidad, incluida la aprobación de las tarifas de electricidad; (ii) expedir las regulaciones para la industria eléctrica, (iii) implementar y regular el uso de las fuentes de energía, incluido el uso de energía hidroeléctrica; (iv) promover subastas públicas para nuevas concesiones, (v) dirimir conflictos administrativos entre las entidades de generación de electricidad y los compradores de electricidad; y (vi) definir los criterios y la metodología para determinar las tarifas de transmisión de electricidad.

Consejo Nacional de Política Energética—CNPE. El Consejo Nacional de Política Energética (Conselho Nacional de Política Energética) de Brasil, o el CNPE, está presidido por el BMME, y la mayoría de sus miembros son ministros del Gobierno Federal de Brasil. El CNPE fue creado para optimizar el uso de los recursos energéticos brasileños y garantizar el suministro de electricidad dentro del país.

Operador del Sistema Nacional—ONS. El ONS es una entidad privada sin fines de lucro, creada en 1998 por consumidores y empresas del servicio eléctrico vinculadas en la generación, transmisión y distribución de electricidad, además de otros participantes privados, como importadores y exportadores. La Ley del Nuevo Modelo para la Industria otorgó al Gobierno Federal de Brasil la facultad de nombrar tres miembros de la junta de funcionarios ejecutivos del ONS. El papel fundamental del ONS es coordinar y controlar las operaciones de generación y transmisión de electricidad en el BSIN, sujeto a las regulaciones expedidas por la ANEEL y a la supervisión de esta entidad. Los objetivos y obligaciones principales del ONS incluyen: (i) planificación operacional para la industria de generación y transmisión; (ii) organizar el uso del BSIN e interconexiones internacionales, garantizando que todas las partes de la industria tengan acceso a la red de transmisión de electricidad sin discriminaciones; (iii) ayudar en la expansión del sistema de energía; (iv) proponer planes ante el BMME para ampliaciones de la Red de Distribución Principal Nacional (propuestas que se tomarán en cuenta para planificar la expansión del sistema de transmisión) y preparar el PET; y (v) presentar normas para la operación del Sistema de transmisión de electricidad, los llamados procedimientos de red, para la aprobación por parte de la ANEEL. Los generadores deben declarar su disponibilidad ante el ONS, que entonces trata de establecer un programa óptimo de despacho de electricidad.

Compañía de Investigación de Energía—EPE. El 16 de Agosto de 2004, el Gobierno Federal de Brasil ratificó un decreto de creación de la Compañía de Investigación de Energía (Empresa de Pesquisa Energética), o la EPE, una compañía de propiedad del estado que es responsable de conducir la investigación estratégica en la industria eléctrica, incluida electricidad, petróleo, gas, carbón y fuentes de energía renovable. La investigación realizada por la EPE informará la planificación y las acciones del BMME en su papel de la formulación de política en la industria eléctrica.

Comité de Monitoreo de la Industria de Energía—CMSE. La Ley del Nuevo Modelo para la Industria autorizó la creación del CMSE, que opera bajo la dirección del BMME. El CMSE es responsable de monitorear las condiciones de suministro del sistema e indicar los pasos que se tomarán para corregir problemas descubiertos por dicho monitoreo, incluidos los relacionados con las reservas para cubrir la demanda de electricidad.

4.2.5. Ingresos Regulados

- **Remuneración de Concesionarios; Ingreso Anual Permitido**

Los Concesionarios de transmisión de electricidad reciben su remuneración con base en el Ingreso Anual Permitido señalado por la ANEEL. El Ingreso Anual Permitido compensa a los concesionarios por la disponibilidad de sus activos de transmisión de electricidad para los usuarios de la Red de Distribución Principal Nacional y los Sistemas de Subtransmisión. En lugar de relacionarse con el volumen de electricidad transmitido, el Ingreso Anual Permitido toma en cuenta las inversiones hechas por cada concesionario en sus activos de transmisión de electricidad, los costos de operar y mantener dichos activos y una tasa de retorno especificada sobre el capital invertido por dicho concesionario. El Ingreso Anual Permitido lo recibe cada concesionario del usuario de su sistema de transmisión de electricidad a través de la TUST, la cual se paga en doce cuotas mensuales. Ver la TUST más adelante. El ONS calcula el monto que cada usuario de los activos de transmisión de electricidad de dicho concesionario debe pagar a este último. El pago de dicho monto se asegura a través del sistema de garantía contemplado bajo el CCG. Ver "Sistema de Garantía."

El Ingreso Anual Permitido consta de: (i) el Ingreso Anual Permitido relacionado con la Red de Transmisión Principal Nacional (*Receita Permitida de Rede Básica*), o la RPB; (ii) el Ingreso Anual Permitido relacionado con los Sistemas de Subtransmisión (*Receita Permitida das Demais Instalações de Transmissão e Conexão*), o el RPC; y (iii) la Parte Ajustable.

En el caso de concesiones de transmisión de electricidad otorgadas antes del 31 de Diciembre de 1999, el RPB compensa a los concesionarios de transmisión de electricidad, por la disponibilidad de sus instalaciones de transmisión de electricidad a la Red de Transmisión Principal Nacional para los participantes de ese sistema, por: (i) la disponibilidad de activos de transmisión de electricidad que comenzaron operación comercial antes de 31 de Diciembre de 1999; (ii) la disponibilidad de activos de transmisión de electricidad que comenzaron operación comercial entre el 31 de Diciembre de 1999 y el ajuste anual más reciente, o el RBNI; y (iii) la disponibilidad de activos de transmisión de electricidad que comenzaron operación comercial después del 31 de Diciembre de 1999, o el RBNI. El RPB y el RBNI relacionados con el Ingreso Anual Permitido que CTEEP recibe de conformidad con el Contrato de Concesión 059/2001 se calculan como se describió previamente.

En el caso de las concesiones de transmisión de electricidad otorgadas después de 31 de Diciembre de 1999 en relación con procesos licitatorios competitivos realizados por la ANEEL, el RPB se determina sobre la tarifa ofrecida por la persona que ganó la licitación, y el RPC se basa en un ajuste al Ingreso Anual Permitido de dicho concesionario, relacionado con los nuevos activos de transmisión de electricidad que comiencen operación comercial después de que la concesión fue otorgada inicialmente a dicho concesionario.

Para efectos de calcular el RBNI, la ANEEL estableció una tasa de retorno que se basa en una relación supuesta de deuda a capital de 50.4:49.6. El costo de capital asumido de la parte de la deuda es 10.79% anual, y el costo de capital asumido de la parte del capital es 12.10% anual, en cada caso antes de los ajustes por inflación.

El RPC compensa a los concesionarios de transmisión de electricidad por la disponibilidad de sus instalaciones de transmisión de electricidad conectadas al Sistema de Subtransmisión. La metodología que ANEEL aplica para calcular el RPC sigue los mismos criterios usados para el cálculo del RBNI.

La Parte Ajustable es un mecanismo diseñado para compensar disminuciones y aumentos del Ingreso Anual Permitido de un concesionario de transmisión de electricidad en relación con demoras

en la iniciación de la operación comercial de nuevos activos de transmisión de electricidad del concesionario.

La siguiente tabla presenta el Ingreso Anual Permitido recibido por CTEEP para los Periodos Tarifarios indicados.

	Para el Periodo Tarifario de Julio 1, 2006 a Junio 30, 2007	Para el Periodo Tarifario de Julio 1, 2007 a Junio 30, 2008	Aumento (Disminución) en Porcentaje B/A
Red de Transmisión Principal Nacional	1,058.7	1,147.2	8.36
- De las instalaciones existentes antes de Diciembre 1999	900.2	940.5	4.48
- De las instalaciones existentes después de Diciembre 1999	158.5	206.7	30.41
-Valor Base	135.4	111.3	(17.8)
-Después de Junio 30, 2005	23.0	95.4	314.78
Sistemas de Subtransmisión	255.6	270.6	5.87
- De compañías de generación	2.6	2.8	7.69
- De compañías de distribución	253.0	267.8	5.85
Parte Ajustable	0.2	60.7	30,350.00
- Revisión Periodica	0.0	(33.3)	-
Superávit/Déficit	62.5	87.3	39.68
PIS/COFINS	(62.3)	6.7	-
Total	1,314.4	1,478.5	12.48

Fuente: ANEEL.

La siguiente tabla presenta un resumen de la evolución histórica y proyectada del Ingreso Anual Permitido recibido por todos los concesionarios de transmisión de electricidad brasileños por la disponibilidad de sus activos de transmisión de electricidad para la Red de Distribución Principal Nacional durante el periodo de 1999 hasta 2008. La información resumida en la tabla refleja: (i) ingresos de todas las compañías de transmisión de electricidad relacionados con activos de transmisión de electricidad disponibles para la Red de Distribución Principal Nacional; (ii) ingresos de nuevas inversiones de dichas compañías, es decir, relacionadas con mejoras (*melhorias*) y refuerzos que estuvieron disponibles para la Red de Distribución Principal Nacional después de la suscripción de dichos contratos de concesión; y (iii) ingresos incluidos en el presupuesto del ONS, aprobado por la ANEEL para mejoras y refuerzos que todavía no están disponibles para la Red de Distribución Principal Nacional:

Evolución del Ingreso Anual Permitido en el Sector Brasileño de Transmisión de Electricidad (Red de Distribución Principal Nacional)
(en miles de reales, excepto porcentajes)

Período	Compañías de transmisión (activos contemplados en Contratos de Concesión)	Nuevas inversiones (cada periodo)	Presupuesto del ONS	TOTAL	CTEEP (porcentaje total)
1999/2000	1,558,434	84,974	92,474	1,735,882	21.30%
2000/2001	1,844,784	177,490	92,919	2,115,192	20.00%
2001/2002	2,122,059	190,173	129,955	2,442,187	18.60%
2002/2003	2,865,734	364,641	141,993	3,372,369	15.10%
2003/2004	4,384,593	362,218	195,817	4,942,628	13.30%
2004/2005	5,098,116	316,966	278,603	5,693,685	13.70%
2005/2006	6,526,962	171,845	321,285	7,020,092	14.70%
2006/2007	7,040,219	347,034	311,481	7,698,734	13.30%
2007/2008	6,987,237	211,068	280,904	7,479,209	18.96%

Fuente: ANEEL.

4.2.6. Ajustes, aumentos, reducciones y revisión periódica

El Ingreso Anual Permitido de un concesionario de transmisión de electricidad está sujeto a los ajustes, aumentos, reducciones y revisiones periódicas siguientes:

Ajustes. Bajo los contratos de concesión, el Ingreso Anual Permitido está sujeto a un ajuste anual por la inflación pasada, que se realiza en Julio de cada año. El ajuste se basa en la variación del IGP-M durante el periodo relevante.

Aumentos. Bajo la Ley de Concesiones y los contratos de concesión, el Ingreso Anual Permitido puede incrementarse, con la aprobación de la ANEEL, para tomar en cuenta nuevas inversiones del concesionario en activos de transmisión de electricidad hechos durante el Periodo Tarifario relevante y aprobados previamente por la ANEEL.

Reducciones. Bajo el CPST y los contratos de concesión se pueden aplicar las siguientes reducciones al Ingreso Anual Permitido:

- El Ingreso Anual Permitido bajo contratos de concesión suscritos como resultado de un proceso licitatorio competitivo realizado por la ANEEL está sujeto a la Deducción Variable, hasta de 12.5% del monto del Ingreso Anual Permitido del concesionario bajo cada uno de dichos contratos de concesión, con base en la indisponibilidad de los activos de transmisión de electricidad del concesionario durante el periodo relevante. El monto de la Deducción Variable se calcula multiplicando el porcentaje que representa la parte de tiempo durante el cual los activos no estuvieron disponibles durante el periodo relevante, con base en información distribuida mensualmente por el ONS, por los ingresos aplicables de dichos activos. Si el periodo de indisponibilidad correspondiera a la Deducción Variable superior a 12.5% del Ingreso Anual Permitido para el periodo de 12 meses precedente, ANEEL puede aplicar una sanción adicional hasta de 2% por evento de indisponibilidad adicional. Esta sanción se aplica a eventos de indisponibilidad sin considerar la duración del evento y no está sujeta a un monto máximo. La Deducción Variable y la sanción adicional no se aplican a ningún evento de indisponibilidad de los activos de transmisión de electricidad del concesionario que sea resultado de un evento de fuerza mayor, interrupciones autorizadas o solicitadas por ANEEL o eventos de indisponibilidad

atribuibles al ONS o a otro concesionario de transmisión de electricidad. La metodología para calcular la Deducción Variable fue establecida en la Resolución ANEEL No. 270 de junio 26 de 2007, o Resolución 270, y es aplicable al Contrato de Concesión 143/2001. . La Deducción Variable también será aplicable al Contrato de Concesión 059/2001, 360 días después de la publicación de la Resolución 270. La Resolución 270 determinó ciertos periodos máximos de tiempo que un activo de transmisión puede ser no-operativo y limitó el monto total que puede deducirse en un mes determinado a 12.5% del Ingreso Anual Permitido. Adicionalmente, los cortes de electricidad que están fuera del control del concesionario o aquellos solicitados por el ONS, o el periodo necesario para operar un equipo de reemplazo de acuerdo con los procedimientos regulares, entre otros, no generan una deducción del Ingreso Anual Permitido. Igualmente, la Resolución 270 confiere un incentivo o bono cuando la línea de transmisión tenga un comportamiento operacional mejor que el estándar regulatorio. Para el periodo de nueve meses con cierre a 30 de septiembre de 2007, cuando la Deducción Variable era únicamente aplicable al Contrato de Concesión 143/2001, CTEEP no registró montos en relación con la Deducción Variable acumulada aplicable a su Ingreso Anual Permitido en relación con indisponibilidad.

- Si el periodo de indisponibilidad de los activos de transmisión de electricidad del concesionario es mayor a 30 días consecutivos, la ANEEL puede iniciar un proceso legal para dar por terminada la concesión relevante.
- Además, bajo algunos contratos de concesión suscritos en relación con procesos licitatorios competitivos realizados por la ANEEL, el Ingreso Anual Permitido se reducirá 50% a partir del año 16 de la concesión para tener en cuenta el hecho de que el concesionario de transmisión de electricidad ya habrá recuperado las inversiones hechas en conexión con dicho contrato de concesión.
- La ANEEL también puede reducir el Ingreso Anual Permitido en cualquier momento si el concesionario de transmisión de electricidad obtiene ingresos de otras actividades.

Revisión Extraordinaria. la ANEEL puede revisar el Ingreso Anual Permitido y ajustarlo hacia arriba o hacia abajo en circunstancias extraordinarias como cambios en el régimen fiscal, tarifas regulatorias, compensación por ciertas inversiones por parte del concesionario para las cuales no se requería aprobación de la ANEEL, u otras circunstancias imprevistas para mantener las condiciones económicas y financieras (equilibrio económico-financiero) prevaleciente en la fecha de suscripción del contrato de concesión relevante. Dependiendo de la naturaleza del evento o la circunstancia que intervienen, la ANEEL puede aumentar o disminuir el Ingreso Anual Permitido del concesionario por su propia iniciativa o a petición del concesionario.

Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido. Bajo el CPST y los contratos de concesión que un concesionario de transmisión de electricidad ingresa con la ANEEL, el Ingreso Anual Permitido está sujeto a revisión en los siguientes casos:

- Bajo todos los contratos de concesión de transmisión de electricidad, la ANEEL revisa el Ingreso Anual Permitido cada cuatro años. La primera revisión de las transmisoras en Brasil fue en julio de 2007 y revisó el ingreso relativo a los activos que entraron en operación de enero de 2000 hasta Junio de 2005, sin embargo los activos que estaban en operación antes de enero de 2000 no serán revisados en ningún momento. Cualquier concesión nueva otorgada por la ANEEL en conexión con nuevas líneas de transmisión de electricidad también establecerán la Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido. El propósito de la Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido es reevaluar el Ingreso Anual Permitido por pagar a un concesionario de transmisión de electricidad a la luz de variaciones en el costo de capital de terceros para fijarlo en niveles que

permitan a CTEEP prestar servicios de transmisión de electricidad de manera eficiente con tarifas moderadas.

- En el caso de CTEEP, el Contrato de Concesión 059/2001 establece la Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido, la cual ocurre cada cuatro años. La primera Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido se programó para Junio de 2005, pero la ANEEL lo pospuso porque en ese momento aún no había adoptado la metodología y los criterios para realizar dicha revisión. La ANEEL reprogramó la primera Revisión del Ingreso Anual Permitido para Julio de 2007, que entonces se aplicó retroactivamente como si el ajuste resultante de la Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido hubiera sido efectiva en Junio de 2005. La decisión final de la ANEEL en relación con la Revisión del Ingreso Anual Permitido puede causar ajustes adicionales hacia abajo en el Ingreso Anual Permitido de CTEEP bajo el Contrato de Concesión 059/2001. Al considerar únicamente el Ingreso Anual Permitido actual de CTEEP, la Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido afecta 11.2% (R\$147 millones) de sus ingresos bajo dicho contrato. El restante 88.3% (R\$1,16mil millones) Ingreso Anual Permitido actual de CTEEP bajo dicho contrato no está sujeto a la Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido por parte de la ANEEL.
- El Contrato de Concesión 143/2001 no establece una Revisión Periódica de Ingreso Anual Permitido de CTEEP.
- De conformidad con la Resolución 158, si el ONS solicita que CTEEP implemente ciertos refuerzos con respecto a sus instalaciones de transmisión de electricidad para efectos de ampliar la capacidad de transmisión o mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Brasileño, CTEEP implementará dicho refuerzo sin necesidad de autorización previa de la ANEEL. Sin embargo, la Resolución 158 no establece un procedimiento para determinar cuánto se incrementará el Ingreso Anual Permitido de CTEEP para compensar a CTEEP por las inversiones hechas en relación con tales refuerzos.

4.2.7. Refuerzos y mejoras

De conformidad con el Contrato de Concesión suscrito entre un concesionario de transmisión de electricidad y la ANEEL, el concesionario debe implementar cualesquier refuerzos o mejoras requeridas por el ONS, de acuerdo con el cronograma suministrado por el ONS. Cada tres años, el ONS promulga un Plan de Expansión y Refuerzo (*Plano de Ampliações e Reforços*) señalando todos los refuerzos y mejoras que deben implementar los concesionarios de transmisión de electricidad. Como estos concesionarios tienen derecho a mantener las condiciones económicas y financieras prevalecientes en la fecha de suscripción de sus Contratos de Concesión, después de que el ONS solicite un refuerzo o una mejora, los concesionarios de transmisión de electricidad tienen derecho a recibir un aumento en su Ingreso Anual Permitido, para recuperar las inversiones hechas en la implementación de dichos refuerzos o mejoras.

Hasta Mayo de 2005, la obligación de un concesionario de transmisión de electricidad para implementar refuerzos estuvo sujeta a previa autorización específica de la ANEEL, que entonces establecía los ingresos adicionales correspondientes. Las mejoras no requerían autorización previa o ingresos adicionales. Sin embargo, la regulación entonces existente no definió claramente el significado de "refuerzo" y "mejora". La Resolución 158 distinguió entre proyectos e instalaciones que se considerarían refuerzos y aquellos que se considerarían simplemente mejoras. Lo mismo que la manera en que dichos conceptos se aplican a los contratos de concesión.

De conformidad con la Resolución 158, las mejoras constan de la instalación, reemplazo o remodelación de equipo para garantizar servicios de transmisión de electricidad regulares, continuos, seguros y actualizados, de acuerdo con el contrato de concesión relevante y los procedimientos de

red. Con el fin de que los costos en que se incurra en relación con las mejoras se tengan en cuenta en las Revisiones Periódicas subsiguientes del Ingreso Anual Permitido, estos costos deben registrarse según el Manual de Normas de Contabilidad para el Sector Eléctrico Público (*Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica*). Sin embargo, la Resolución 158 no garantiza que las inversiones hechas por un concesionario en relación con mejoras ordenadas por el ONS se compensarán a través de incrementos en el Ingreso Anual Permitido del concesionario, después de completar la Revisión Periódica subsiguiente del Ingreso Anual Permitido.

Según la Resolución 158, los refuerzos constan de la implementación de nuevas instalaciones de transmisión de electricidad, o el reemplazo o ajuste de instalaciones existentes, en cualquier caso como lo ordene el ONS para la expansión del sistema de transmisión de electricidad del concesionario o para mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Brasileño. Los refuerzos ordenados por el ONS se incluyen en la Propuesta Anual de Expansión y Refuerzo, o la Propuesta Anual de Expansión y Refuerzo, aprobada por el ONS y que requiere previa aprobación de la ANEEL. Cuando la ANEEL aprueba la Propuesta Anual de Expansión y Refuerzo del ONS, también determina por anticipado cuánto aumentará el Ingreso Anual Permitido de cada concesionario para los refuerzos ordenados por el ONS. A través de la Resolución 158, los concesionarios de transmisión de electricidad deben implementar los refuerzos ordenados por el ONS, para efectos de ampliar la capacidad de transmisión del sistema de transmisión de electricidad de dicho concesionario o mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Brasileño, sin necesidad de aprobación previa de la ANEEL. Como resultado, como la ANEEL no tiene que aprobar dichos refuerzos por anticipado, el aumento en el Ingreso Anual Permitido al cual el concesionario de transmisión de electricidad tiene derecho en relación con dichos refuerzos, no lo determinará la ANEEL antes de la terminación del refuerzo por parte del concesionario. El aumento en el Ingreso Anual Permitido asociado con dichas inversiones se calculará de conformidad con el Reajuste Periódico del Ingreso Anual Permitido realizada por la ANEEL. Además, la Resolución 158 no garantiza a los concesionarios de transmisión de electricidad que todas las inversiones hechas por un concesionario de transmisión de electricidad, relacionadas con dichos refuerzos obligatorios, serán compensadas a través de incrementos en su Ingreso Anual Permitido.

CTEEP comenzó un proceso administrativo ante la ANEEL impugnando la constitucionalidad de la Resolución 158 con base en que violaba derechos conferidos a los concesionarios de transmisión de electricidad antes de la expedición de dicha Resolución. Entonces, la ANEEL modificó algunos aspectos de la Resolución 158 expidiendo la Resolución No. 242 del 15 de Diciembre de 2006, o Resolución 242. Como las compañías de transmisión de electricidad no quedaron satisfechas con los cambios hechos por la ANEEL después de la decisión del proceso administrativo, la ABRATE comenzó un nuevo proceso administrativo ante la ANEEL impugnando la constitucionalidad de la Resolución 158 y la Resolución 242 con fundamentos similares a los de la anterior demanda. El 13 de Febrero de 2007, ANEEL emitió una decisión respecto del nuevo proceso bajo la Resolución 158 que confirma el cumplimiento de ambas resoluciones en relación con la Constitución Federal Brasileña. ABATE empezó un proceso judicial en contra de la Resolución 158 y la Resolución 242 en 1 de Agosto de 2007.

4.2.8. Sistema de Garantías

Los pagos mensuales que los usuarios del sistema de transmisión de electricidad de un concesionario deben hacer a este último por la disponibilidad de su sistema de transmisión de electricidad están garantizados de conformidad con el CCG suscrito entre el ONS, actuando como agente para el concesionario, y cada usuario del sistema. El mecanismo de garantía contemplado en el CCG requiere que los usuarios del sistema otorguen al ONS acceso a cuentas bancarias que tengan con bancos designados en el CCG correspondientes, y los cuales actúan como agentes para el ONS.

Cada cliente de cada usuario del sistema paga directamente en estas cuentas bancarias lo que adeuda al usuario del sistema para servicios de transmisión suministrados a sus clientes. El saldo de los fondos en estas cuentas debe ser igual por lo menos a 110% del monto promedio de las últimas tres facturas pagadas por dicho usuario al concesionario de transmisión de electricidad. Si un usuario del sistema no cumple con el pago mensual dentro de los dos días siguientes a su fecha de vencimiento, el ONS instruirá al banco para bloquear la cuenta del usuario que incumple y transferir el monto adeudado, más intereses y sanciones, a una cuenta especial, y remitir posteriormente esos fondos al concesionario. Además, si un usuario del sistema no hace el pago mensual requerido durante tres meses consecutivos o por más de cinco meses no consecutivos, dentro de un periodo determinado de 12 meses, el CCG establece que el usuario entregue al ONS una carta de crédito dentro de un plazo de seis meses por un monto igual a dos meses de facturas de servicios de transmisión de electricidad. Si no se entrega la carta de crédito, el CCT relevante se suspenderá por un máximo de 30 días. Después de la expiración de dicha suspensión, si la carta de crédito no ha sido entregada, el CCT con dicho usuario puede darse por terminado.

4.2.9. Tarifas y cargos por el uso de los sistemas de distribución y transmisión

La ANEEL supervisa las regulaciones de tarifas que rigen el uso de los sistemas de transmisión y establece las tarifas y cargos correspondientes por el uso de la red. La tarifa principal por el uso de la red que fija la ANEEL se conoce como TUST. Adicionalmente, las compañías de distribución del sistema interconectado sur/sur-este pagan cargos específicos por la transmisión de electricidad generada en Itaipu y por el uso del sistema de transmisión. El siguiente es un resumen de estas tarifas o cargos.

TUST. La TUST se cobra a compañías de distribución, generadores y Consumidores Independientes por el uso de la Red de Transmisión Principal Nacional y los Sistemas de Subtransmisión. De acuerdo con los criterios establecidos por la ANEEL, y de conformidad con los contratos CPST, los propietarios de las diferentes partes de la Red de Transmisión Principal Nacional han transferido la coordinación de sus instalaciones al ONS a cambio de recibir pagos regulados (Ingresos Anuales Permitidos) de los usuarios del sistema de transmisión de electricidad. Los usuarios de la Red de Transmisión Principal Nacional, incluidas compañías de generación, compañías de distribución y Consumidores Independientes, han firmado contratos CUST con el ONS que les dan derecho al uso de la red de distribución y transmisión de electricidad a cambio del pago de la TUST.

La TUST consta de una parte que representa el costo en que incurren todos los usuarios, sin considerar si el uso del sistema tiene efectos positivos o negativos, y otra parte que representa el costo en que se incurre por la transmisión de electricidad generada o consumida, y se relaciona con las inversiones de los concesionarios de transmisión de electricidad para construir la red. Esto se conoce como la $TUST_{FIO}$.

La $TUST_{FIO}$ está constituido por la $TUSTRB$, que se aplica a todos los usuarios del Sistema Interconectado Brasileño y se relaciona con las instalaciones que participan en la Red de Transmisión Principal Nacional, y la $TUSTFR$, que se aplica a las instalaciones localizadas cerca de las fronteras de Brasil que participan en la Red de Transmisión Principal Nacional, lo mismo que la red de distribución (tensión menor a 230 kV) y a los Sistemas de Subtransmisión compartidos por concesionarios de distribución o con permiso (*permissionários*).

El cálculo de la $TUST_{RB}$ utiliza una metodología llamada nodal que toma en cuenta el Ingreso Anual Permitido de cada concesionario para cada parte de las instalaciones de transmisión que en conjunto constituyen la Red de Transmisión Principal Nacional. Esta metodología toma en cuenta para cada

concesionario de transmisión de electricidad un estimado del costo que los usuarios imponen en la red durante los periodos de mayor demanda, los cuales, a su vez, se calculan con base en costos de inversión y operacionales en que incurren los concesionarios de transmisión de electricidad para mantener una red de distribución mínima con capacidad de transmisión de la mayoría de la electricidad en estas ocasiones. La TUSTFR se calcula con base en la división del Ingreso Anual Permitidos en relación con las instalaciones en las fronteras y los Sistemas de Subtransmisión compartidos entre la cantidad de uso comprado por las compañías de distribución que las utilizan.

La TUST, que está vigente desde 01 de Julio de un año dado hasta el 30 de Junio del año siguiente, se revisa anualmente de acuerdo con un índice de inflación y los ingresos anuales de compañías de transmisión de electricidad.

El ONS es responsable por la determinación y registro mensualmente de la TUST, lo mismo que por dirigirlos hacia las compañías de transmisión de electricidad para facturación y a los usuarios del sistema para el pago. Cada usuario del sistema recibe facturas mensuales del concesionario que se pagan en tres cuotas vencidas dentro del mes correspondiente.

4.2.10. Cargos por conexión

Algunas compañías de distribución obtienen acceso a la Red de Transmisión Principal Nacional a través de un sistema de conexión intermediario (Sistemas de Subtransmisión para uso exclusivo) localizado entre sus líneas de distribución respectivas y la Red de Transmisión Principal Nacional. El acceso a esta conexión se formaliza bajo CCT firmados con concesionarios de transmisión de electricidad que posean las instalaciones, para una compensación acordada de manera contractual que usualmente se incluye como un componente de su Ingreso Anual Permitido.

- ***Cargos y tarifas adeudadas por concesionarios de transmisión de electricidad***

Cargo por inspección de Servicios de Electricidad. El TFSEE fue creado por la Ley No. 9,427 de 26 de Diciembre de 1996, y regulado mediante el Decreto No. 2,410 de 28 de Noviembre de 1997. TFSEE es un cargo anual pagadero directamente a la ANEEL en 12 cuotas mensuales, y se calcula con base en el tipo de servicio prestado y en proporción al tamaño de la concesión. Equivale al 0.5% del beneficio económico anual obtenido por el concesionario.

- ***Contribución a investigación y desarrollo***

Los concesionarios de transmisión de electricidad deben invertir cada año un mínimo de 1% de sus ingresos operacionales netos en investigación y desarrollo de electricidad. Ver "Negocio—Investigación y desarrollo".

- ***Fondo para RGR***

Bajo algunas circunstancias, las compañías en el sector energético reciben compensación si el contrato de concesión subyacente se cancela o se revoca. En 1971, el Gobierno Federal de Brasil creó el Fondo para RGR para financiar esta clase de compensación. En Febrero de 1999, la ANEEL estableció que cada proveedor del servicio de electricidad debe hacer una contribución mensual al Fondo para RGR a una tasa anual de 2.5% de los activos fijos de la compañía en operación, pero sin exceder 3.0% de su total de ingresos operacionales en cualquier año fiscal. Recientemente, el Fondo para RGR se ha utilizado básicamente para financiar la construcción de proyectos de generación y distribución de electricidad. El Fondo para RGR está programado para terminar en 2010. Ver

"Discusión y análisis de la administración de CTEEP sobre la condición financiera y resultados de las operaciones—Descripción de los principales renglones— Deducciones de ingresos operacionales— Reserva global para Reversión (Fondo para RGR)".

4.3. Perú

4.3.1. Generalidades del sector

Actualmente el sector de generación de electricidad en Perú está conformado por 15 compañías privadas y estatales, todos miembros de COES, que compiten libremente por los clientes en el mercado. Electroperú, Edegel, Enersur, y Egenor son las cuatro principales compañías de generación que operan en la industria. Únicamente Electroperú sigue siendo una empresa estatal. Adicionalmente, algunas instalaciones mineras e industriales también generan su propia electricidad.

El mercado mayorista de electricidad en Perú es ante todo competitivo debido a que las compañías de generación compiten para abastecer las compañías de distribución y también compiten con las compañías de distribución para abastecer los grandes consumidores industriales en el mercado no regulado (esto es con una demanda de 1 MW o más).

El sistema de transmisión interconectado peruano es una red de transmisión de electricidad de acceso abierto la cual comprende 5 redes de transmisión interconectadas que unen los centros de consumo y generación de electricidad ubicados en las 19 regiones del país. Todas las compañías de transmisión de electricidad que operan el sistema interconectado son privadas. Las actividades de transmisión están reguladas como un monopolio natural.

La distribución de electricidad también está regulada como un monopolio natural dado que cada compañía disfruta un derecho exclusivo de abastecer todos los consumidores locales en su área de servicio (clientes regulados con cargas de electricidad de menos de 1 MW). Las compañías de distribución pueden competir libremente con los generadores de electricidad para suministrar electricidad a Usuarios No Regulados.

4.3.2. Leyes y Regulaciones

El principal marco reglamentario para la industria eléctrica en Perú está integrado por las siguientes leyes y regulaciones:

- LCE y su regulación que lo implementa, el Decreto Supremo No. 009-93-EM;
- Ley para la Creación de OSINERGMIN (anteriormente OSINERG) y la modificación de la LCE (Ley No. 26,734) y su regulación, el Decreto Supremo No. 54-2001-PCM; posteriormente complementada por la Ley No. 27,699 que otorga capacidades adicionales a OSINERGMIN;
- Ley Antimonopolio y Antiloligopolio del Sector Eléctrico (Ley No. 26,876), específica para el Sector de Electricidad y su regulación el Decreto Supremo No. 017-98-ITINCI;
- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley No. 28832) o LGE, modificación sustantiva recientemente aprobada de la LCE (junio 23 de 2006) que se encuentra en proceso de implementación regulatoria adicional; y
- Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos (Decreto Supremo No. 020-97 EM).

4.3.3. Marco Institucional

Las principales características del marco reglamentario para el sector eléctrico en Perú son: (i) eliminación de integración vertical de la industria, a través de la creación de compañías que únicamente pueden realizar operaciones en un tipo de actividad, esto es, generación, transmisión o distribución; (ii) la promoción de la competencia en la generación para el suministro de las compañías de distribución y a los clientes no regulados; (iii) operación y planeación privada de los sistemas de transmisión del país, sujeto a los principios de eficiencia y calidad del servicio, incluyendo el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en las regulaciones que afectan el sector; (iv) monopolio total de distribución y monopolio parcial de comercialización al detal; (v) competencia entre generadores y distribuidores en el suministro de clientes no regulados a través del uso de los contratos de compra de electricidad (o PPA); (vi) acceso abierto para las redes de transmisión y distribución a tarifas reguladas por OSINERGMIN; y (vii) regulación de cargos por parte de OSINERGMIN con base en la operación eficiente de inversión para clientes regulados.

El sector eléctrico en Perú consta de un sistema interconectado, el SEIN, más varios sistemas aislados regionales y más pequeños que proporcionan electricidad a las áreas rurales. En Perú, el MINEM define las políticas del sector eléctrico, y regula los aspectos relacionados con el medio ambiente y la concesión, supervisión, vencimiento y terminación de licencias y concesiones para las actividades de generación, transmisión y distribución, entre otras. OSINERGMIN es una entidad reguladora pública y autónoma constituida en 1996 para controlar el cumplimiento de las normas legal y técnicas relacionadas con las actividades eléctricas, de hidrocarburos y minera, así como la preservación del medio ambiente en relación con el desarrollo de éstas actividades. Una de las funciones de OSINERGMIN es la publicación de los Ingresos Regulados aplicables para el respectivo período tarifario. El COES, una entidad conformada por las compañías de generación, transmisión y los consumidores no regulados, coordina el despacho de electricidad del SEIN y prepara el estudio técnico y financiero que sirve de base para los cálculos de cargos por uso de nodos semestrales.

Como consecuencia de la Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, se modifica la conformación del Directorio del COES en términos que está conformado por: cinco integrantes, de los cuales cuatro en representación de los Comités de los Generadores, Distribuidores, Transmisores y de los Usuarios Libres y el quinto designado por la Asamblea del COES.

En octubre de 1997, se desarrollaron reglas técnicas para permitir el establecimiento de estándares utilizados para comparar la calidad y condiciones del servicio prestado por las compañías de electricidad. A comienzos de 1999, esas compañías que no cumplían los estándares mínimos de calidad eran objeto de multas y sanciones impuestas por OSINERGMIN, así como de mecanismos compensatorios para esos clientes que recibían un servicio por debajo del estándar. Adicionalmente, desde que las leyes antimonopolio empezaron a aplicarse al sector eléctrico en 1997, se le permitió a las compañías reintegrarse vertical u horizontalmente, si obtenían el previo consentimiento de la autoridad peruana sobre competencia.

Se ha implementado legislación reciente (Ley No. 28832) para promover la inversión en la generación de energía y para modificar ciertos aspectos de la LCE. Los cambios más importantes introducidos por esta legislación son:

- La introducción de un proceso de licitación para los PPA con compañías de distribución para el suministro a clientes regulados, el cual puede tener lugar tres años o más antes de la fecha de entrada en vigencia del PPA, a tarifas denominadas en Dólares, indexadas a variables de ajuste internacional.

- La nueva clasificación de todas las nuevas instalaciones de transmisión de electricidad como “garantizadas” o “complementarias”. Las instalaciones de transmisión garantizadas son aquellas calificadas como un asunto de interés general en un plan de transmisión propuesto por el COES y aprobado por el MEMP. Un proceso de licitación se introduce para implementar éstas instalaciones. Las instalaciones de transmisión complementarias son aquellas que podrían implementarse mediante cualquier iniciativa privada y sin necesidad de una licitación.

Al COES se le asigna tanto la operación técnica del sistema como la administración del mercado spot. Adicionalmente, el COES estará conformado por las compañías de generación, transmisión y distribución, así como por los consumidores no regulados.

4.3.4. Regulación Ambiental

En Perú, las compañías de electricidad son objeto de las disposiciones generales ambientales y penales que regulan los aspectos ambientales y el *Reglamento de Protección Ambiental de las Actividades Eléctricas*, un reglamento que regula específicamente la protección del medio ambiente por parte de las compañías de electricidad y maximiza los estándares de emisión establecidos de tiempo en tiempo por la autoridad gubernamental. Este reglamento establece un número de requisitos que deben cumplir las compañías de electricidad, incluyendo requerimientos de reportar, auditorías ambientales y llevar registros de emisiones. Las compañías de electricidad que no cumplan con el reglamento serán objeto de multas. Las autoridades que regulan los aspectos ambientales son la DGAA, la cual es una subdivisión del MEMP y OSINERGMIN, que supervisa el cumplimiento de las normas de DGAA por parte de las compañías de transmisión de electricidad.

4.3.5. Ingresos Regulados

Los Ingresos Regulados de nuestras tres subordinadas peruanas están sujetos a un régimen especial establecido en sus respectivos contratos de concesión. Los ingresos anuales para las compañías de transmisión de electricidad en Perú son cargos de uso establecidos por organismo regulador OSINERGMIN y son cobrados a los generadores y distribuidores de electricidad y a clientes no regulados por el uso de los Sistemas de Transmisión Principal (SPT) y Secundarios (SST) del SEIN, en adelante los Cargos por Uso Peruanos. Estos cargos de uso del SPT son cobrados a los generadores integrantes del COES, mientras que los cargos de uso del SST son cobrados a los distribuidores, clientes libres y generadores que utilizan estos sistemas de transmisión.

• REP

En el caso de REP, se cuenta con una Remuneración Anual Garantizada (RAG) establecida en el Contrato de Concesión, la cual es actualizada anualmente por el OSINERGMIN mediante el índice americano Finished Goods Less Food and Energy (Serie: WPSSOP3500). En la actualidad REP viene realizando ampliaciones del sistema de transmisión de su concesión, lo cual le permitirá incrementar sus ingresos anuales, los cuales también son ingresos garantizados denominados Remuneración anual por Ampliaciones (RAA), la cual sumada a la RAG constituye la Remuneración Anual (RA) de REP. La facturación que realiza REP se hace efectiva de forma mensual en la moneda local Nuevos Soles, los cuales son fijados por el OSINERGMIN, y se tiene una liquidación anual para ajustar lo recibido en su equivalente en US dólares con la remuneración anual garantizada.

• ISA Perú

Los ingresos anuales de ISA Perú por los servicios de transmisión de electricidad se calculan utilizando el valor de reposición de los activos de transmisión de electricidad construidos y operados

bajo el Contrato de Concesión como fue determinado por ISA Perú en su oferta original. Este valor se ajusta cada cuatro (4) años para reflejar cambios en el PPI. El valor anterior se multiplica por la tasa interna de retorno la cual será del 12.00% para los primeros diez (10) años. Adicional a lo anterior, se obtienen ingresos por la administración, operación y gastos de mantenimiento, fijados en el 3.00% para la duración del Contrato de Concesión.

- **Consortio TransMantaro**

El Contrato en virtud del cual Consortio TransMantaro cobra sus servicios de transmisión a las empresas de generación integrantes del COES, es un Contrato BOOT el cual establece que sus ingresos anuales son calculados a partir de la actualización del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de sus instalaciones de transmisión. Esta actualización se hace anualmente mediante el índice americano Finished Goods Less Food and Energy (Serie: WPSSOP3500). Asimismo, se cubren los costos de AOM de Consortio TRANSMANTARO, mediante un reconocimiento de un monto fijo que se actualiza mediante el mismo índice que el VNR.

La facturación de sus ingresos se realiza de manera mensual en Nuevos Soles, al aplicar los resultados de las liquidaciones mensuales practicadas por el COES.

4.4. Bolivia

4.4.1. Generalidades del Sector

Actualmente existen 24 compañías que participan en el mercado mayorista de electricidad boliviano, que incluyen ocho compañías de generación, tres compañías de transmisión, seis compañías de distribución y cinco consumidores no regulados. Igualmente, como resultado de la desregulación del sector, se crearon la SDE y el CNDC para regular y velar por la operación del sistema eléctrico boliviano.

Del total bruto de generación eléctrica en Bolivia, el 69.08% está controlado por tres compañías: Compañía Boliviana de Energía Eléctrica BPC, en adelante COBEE, Empresa Eléctrica Guaracachi S.A., en adelante EGSA y Empresa Eléctrica Corani S.A., en adelante CORANI. El mercado mayorista de electricidad en Bolivia es un mercado mayorista integrado para los distribuidores, generadores, transmisores y clientes no regulados. Dicho mercado se basa en los contratos de suministro de electricidad anuales los cuales aún no han sido plenamente implementados, y principalmente con base en un mercado spot conducido por el CNDC y supervisado por la SDE. Los precios máximos por cada nodo son calculados por el CNDC con base en los costos de generación de los generadores de electricidad más eficientes para una demanda de electricidad específica que incluye los costos de transmisión de dicho nodo, y que luego son remitidos para aprobación de la SDE.

La electricidad se transmite en Bolivia a través del SINB el cual forma la red de distribución que conecta los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Sucre y Potosí. Siguen existiendo unos cuantos sistemas independientes pequeños en los departamentos de Beni, Tarija y Pando que no son parte del SINB. En 2005, el SINB representaba el 83.38% de la capacidad instalada de Bolivia, el 85.36% de la electricidad generada del país y el 86.70% de toda la electricidad consumida en el país. El SINB presta servicio a cinco de las nueve regiones de Bolivia y conecta las principales ciudades Bolivianas. A partir de septiembre de 2007 su sistema troncal de interconexión (SIB) comprende 1,718.2 km de líneas de 230 kV, 669.4km de líneas de 115 kV, y 185.3km de líneas de 69 kV. TDE fue privatizado y vendido a una subsidiaria de Red Eléctrica de España en 2002 y actualmente es propietaria y opera la gran mayoría de la red de transmisión de electricidad nacional

de mediana y alta tensión que forman parte del SINB. El 22.59% de las redes de transmisión pertenecientes al SIB, es operado por ISA Bolivia.

4.4.2. Marco Institucional

En Diciembre 21 de 1994, el Gobierno Boliviano promulgó la Ley de Electricidad No. 1,604, en adelante la Ley de Electricidad Boliviana, la cual individualizó los activos y negocios de electricidad estatales en componentes de generación, distribución y transmisión separados. También estableció los límites de participación en el mercado para los generadores eléctricos con el fin de que ninguna compañía de generación conectada al Sistema Interconectado Boliviano pudiera controlar más del 35.00% del total de capacidad instalada del país. La Ley de Electricidad Boliviana separó las actividades de generación, transmisión y distribución de tal forma que ninguna compañía pudiera operar en más de uno de los sectores. Estas limitaciones y restricciones de propiedad de titulares cruzados han permitido el desarrollo de un mercado competitivo en el sector de generación eléctrica en Bolivia. Estas restricciones, sin embargo, no se aplican a compañías que se encuentren fuera del SINB y que no operen en un ambiente competitivo. La Ley de Electricidad Boliviana atribuyó a la SDE el deber de supervisar el mercado de generación de electricidad e igualmente asignó un papel crucial en la determinación de las tasas cobradas por las compañías de transmisión de electricidad y los precios cobrados a los usuarios regulados finales.

La transmisión de electricidad con el SINB debe funcionar como acceso abierto. En consecuencia, las compañías propietarias y que operan líneas de transmisión eléctricas conectadas al SINB deben permitir a todas las compañías de generación, distribución o transmisión eléctrica en Bolivia conectarse y usar sus instalaciones para transmitir electricidad en su red a la tarifa de transmisión máxima aprobada.

En 1999 se promulgó la *Ley Corazón* con el fin de promover el desarrollo de proyectos relacionados con la exportación de electricidad y la construcción de interconexiones con los países vecinos, para aprovechar la significativa demanda de electricidad de los mercados fuera de Bolivia. Esa ley, junto con un proyecto de ley redactado para crear áreas exentas de impuestos para proyectos de exportación de electricidad, tenía el propósito de motivar a las compañías para construir capacidad de generación de electricidad con combustión a gas para los mercados de exportación.

4.4.3. Ingresos Regulados

El SDE fija las tarifas cobradas por las compañías de transmisión eléctrica sobre una base mensual a los generadores de electricidad por el uso del SINB, en adelante las Tarifas de Uso, y el monto agregado de los ingresos que las compañías de transmisión de electricidad cuyos activos comprenden el SINB tienen derecho a recibir en cualquier año, en adelante los Ingresos Anuales.

De conformidad con el Reglamento de Precios y Tarifas, en adelante RPT, los Ingresos Anuales establecidos en cada contrato de licencia deben ser suficientes para cubrir los costos de inversión efectuada por las compañías de transmisión eléctrica en sus activos de transmisión de electricidad, incluyendo el costo de capital para dichas compañías y los costos incurridos para mantener, operar y administrar estos activos, asumiendo un nivel de uso total de la red.

Los ingresos anuales para compañías de transmisión de electricidad en Bolivia son calculados utilizando la forma que se describe abajo:

$$AR = INV \times \left\{ \frac{IRR \times (1+IRR)^n}{(1+IRR)^n - 1} \right\} + (INV \times AOM)$$

Donde:

AR	Es el ingreso anual.
INV	Es el valor de la inversión en los activos de transmisión de electricidad bajo el contrato de licencia. El valor de la inversión es establecido en la propuesta presentada por las compañías de transmisión de electricidad durante el proceso de licitación competitivo organizado por la SDE para adjudicar los respectivos contratos de licencia, más los costos relacionados con servidumbres, cumplimiento con las regulaciones ambientales y la interconexión al SINB. 60.00% de este valor se ajusta cada seis (6) meses para reflejar cambios en la tasa de cambio entre el Dólar de los Estados Unidos y el Boliviano de Bolivia; el 40% remanente se ajusta cada seis (6) meses para reflejar cambios en el IPCB.
IRR	Es la tasa interna de retorno establecida en el respectivo contrato de licencia para la vida útil de los activos de transmisión de electricidad. La tasa interna de retorno para los activos de transmisión de electricidad de ISA Bolivia es del 10.00%.
N	Es la vida útil de los activos de transmisión de electricidad, fijados por el SDE, que es a treinta (30) años para los activos de transmisión de electricidad de ISA Bolivia.
AOM	Es el porcentaje al cual las compañías de transmisión de electricidad son compensadas por gastos incurridos por ellas en la administración, operación y mantenimiento de productos activos de transmisión de electricidad, actualmente fijada por el SDE en el 3.00% del valor de la inversión. El 35% de este valor es ajustado cada seis meses para reflejar cambios en la tasa de cambio entre el Dólar de los Estados Unidos y el Boliviano de Bolivia y el restante 65% se ajusta cada seis meses para reflejar cambios en el IPCB.

Por cuanto las Tarifas de Uso pagadas por los generadores de electricidad por el uso del SINB son calculados cada seis (6) meses por el SDE asumiendo uso total de la red, el SDE establece un cargo adicional de transmisión que los generadores de electricidad deben pagar cada mes para compensar a las compañías de transmisión de electricidad cuando el nivel de uso de la red está por debajo del 100%, aislando así los Ingresos Anuales de cualquier reducción producida por la disminución en la demanda de electricidad.

De conformidad con el RPT, cada cuatro (4) años el SDE revisa las fórmulas utilizadas para ajustar el valor o la inversión en los activos de transmisión de electricidad y los gastos de AOM reconocidos para las compañías de transmisión de electricidad, basados en el análisis y datos históricos que compañías de transmisión deben presentar al SDE para ese propósito.

5. CONDICIONES FINANCIERAS DE LOS CRÉDITOS Y GARANTÍAS

Las siguientes son las condiciones financieras de los recursos adquiridos a través de diferentes fuentes de financiación, con corte al 31 de octubre de 2008:

5.1. Préstamos

• Deuda moneda extranjera

Préstamos	Fecha de Firma	Plazo (Años)	Fecha Vencimiento	Nominal (Miles)	Moneda Origen	Tipo de Interés	Saldo Miles USD	Plazo vencimiento (Años)
MEDIO CREDITO	30-Ene-90	20	19-Jun-10	35,233,000	ITL-EUR	Tasa Fija (1.75%)	2,426	2
BIRF 3954	26-Mar-96	15	15-Feb-11	104,300	USD	Tasa Fija Tramos (6.32%)	528	2
BIRF 3955	26-Mar-96	16	15-Oct-12	145,000	USD	Libor (6M) + Spread	63,085	4
BNP PARIBAS	17-May-06	11	15-May-17	34,121	USD	Libor (6M) + 0.345%	34,121	9
ABN AMRO	18-Jul-06	3	18-Ene-09	100,000	USD	Libor (6M) + 0.75%/0.875%/1%	25,000	0
JP MORGAN	18-Jul-06	3	18-Ene-09	100,000	USD	Libor (6M) + 0.75%/0.875%/1%	25,000	0
TOTAL MONEDA EXTRANJERA EN USD							150,160	

- Deuda moneda local
- Bonos

Préstamos	Fecha de Firma	Plazo (Años)	Fecha Vencimiento	Nominal	Moneda Origen	Tipo de Interés	Saldo Miles de Pesos	Plazo vencimiento (Años)
BONOS LOCALES SEGUNDA EMISIÓN								
SERIE C	13-Abr-99	10	13-Abr-09	59,700,000	COP	DTF + 2.5%	59,700,000	1
SERIE D	13-Abr-99	10	13-Abr-09	35,288,563	COP	IPC + 10 %	43,287,674	1
BONOS LOCALES TERCERA EMISIÓN								
SERIE ÚNICA	16-Jul-01	10	16-Jul-11	130,000,000	COP	IPC+8.1%	130,000,000	3
PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE BONOS								
TRAMO 1	20-Feb-04	7	20-Feb-11	100,000,000	COP	IPC + 7.0%	100,000,000	2
TRAMO 2	20-Feb-04	12	20-Feb-16	150,000,000	COP	IPC + 7.3%	150,000,000	7
TRAMO 3	07-Dic-04	15	07-Dic-19	108,865,000	COP	IPC + 7.19%	108,865,000	11
TRAMO 4	07-Abr-06	20	07-Abr-26	118,500,000	COP	IPC + 4.58%	118,500,000	18
TRAMO 5	21-Sep-06	7	21-Sep-13	110,000,000	COP	IPC + 4.84%	110,000,000	5
TOTAL BONOS COP							820,302,674	

- Banca Comercial Local

Préstamos	Fecha de Firma	Plazo (Años)	Fecha Vencimiento	Nominal	Moneda Origen	Tipo de Interés	Saldo Miles de Pesos	Plazo vencimiento (Años)
BBVA	10-Jul-06	4	10-Oct-10	96,637,862	COP	DTF TA + 4% TA	96,637,862	2
BBVA	27-Sep-06	4	27-Sep-10	100,000,000	COP	DTF TA + 3.4% TA	100,000,000	2
BANCOLOMBIA	29-Nov-06	4	29-Nov-10	70,000,000	COP	DTF TA + 2.6% TA	70,000,000	2
DAVIVIENDA	18-Jul-08	5	18-Jul-13	25,000,000	COP	DTF TA + 3.88% TA	25,000,000	5
BBVA	18-Jul-08	5	18-Jul-13	75,000,000	COP	DTF TA + 3.89% TA	75,000,000	5
TOTAL BANCA COMERCIAL COP							366,637,862	

- Vinculados Económicos

Préstamos	Fecha de Firma	Plazo (Años)	Fecha Vencimiento	Nominal	Moneda Origen	Tipo de Interés	Saldo Miles de Pesos	Plazo vencimiento (Años)
TRANSELCA 2005-1	30-Dic-04	4	30-Dic-08	28,500,000	COP	DTF T. A + 1.5% T.A	28,500,000	0
TRANSELCA 2005-4	26-Dic-05	4	26-Dic-09	45,498,488	COP	DTF E.A 31/12 AÑO ANTERIOR	31,908,262	1
TRANSELCA 2006-3	07-Dic-06	6	07-Dic-12	72,642,169	COP	DTF E.A 31/12 AÑO ANTERIOR	72,642,169	4
TRANSELCA 2006-4	27-Dic-06	6	27-Dic-12	12,536,775	COP	DTF E.A 31/12 AÑO ANTERIOR	12,536,775	4
TRANSELCA 2007_1	07-Nov-07	5	07-Nov-12	60,797,980	COP	DTF E.A 31/12 AÑO ANTERIOR	60,797,980	4
ISA CAP BRASIL	28-Dic-06	8	28-Dic-14	23.8	USD	Libor (6M) + 3.00%	56,089,741	6
TOTAL VINCULADOS ECONÓMICOS COP							262,474,927	

5.2. Garantías

Las siguientes son las garantías vigentes al 31 de octubre de 2008:

GARANTÍAS BANCARIAS			
FILIAL O PROYECTO	SALDO MENSUAL	OBJETO	VIGENCIA
INTERNEXA S.A. E.S.P.	\$1,650 Millones	Garantizar las obligaciones de pago de una operación de arrendamiento financiero, leasing de infraestructura, otorgado por Leasing de Crédito. El Monto corresponde al 75.04% del total de la operación.	17/09/16
CESI-TERNA	USD423,816	Garantizar el cumplimiento por parte ISA, de las obligaciones contraídas bajo el contrato ETESA GG-123-2007-ISA4500033541, cuyo objeto es elaboración de los prediseños e ingeniería básica para el proyecto Inteconexión Eléctrica Colombia-Panamá en HVDC y transferencia de tecnología para ISA y ETESA.	20/12/08
PORCE III 500 kV	\$14,103 Millones	Garantizar Cumplimiento de las obligaciones que le corresponden a INTERCONEXIÓN ELECTRICA S.A. E.S.P. de conformidad con la Convocatoria Pública UPME-01-2007.	30/09/10
ETESAL	USD1,600	Proporcionar a ETESAL (Empresa Transmisora de El Salvador) los servicios de asesoría a distancia para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de El Salvador para el periodo 2009-2018 y el Programa de Inversión Quinquenal asociado al plan.	04/06/09
PLP BRASIL	EUR990.028,00	Carta de crédito documentaria para el pago de amortiguadores espaciadores comprados a PLP-Brasil	05/01/09
OTRAS GARANTÍAS			
ISA BOLIVIA	USD 24,143,482	Prenda del 100% del valor de las acciones actuales y futuras de estas empresas subordinadas a favor de las entidades prestamistas. El término de vigencia es por la duración del crédito	24/05/19
ISA PERÚ - 3	USD 4,672,763		24/06/16
REP	USD 51,736,131		15/02/19
EPR	USD 5,080,531	Garantizar obligación hasta por un monto de USD 40,000,000 de la Empresa Propietaria de la RED-EPR	29/06/27
NOTA: Estas garantías fueron autorizadas por la Junta Directiva de ISA, y contaron con el Concepto Favorable del Departamento Nacional de Planeación y del Ministerio de Hacienda y Crédito Público cuando por su naturaleza y plazo así lo requieran			

Última actualización octubre 31 de 2008

6. RADICADOR DE PROCESOS DE IMPORTANCIA - SECRETARÍA GENERAL

A continuación se relacionan los procesos administrativos y civiles con cuantía mayor a doscientos veinte millones adicionados con sus respectivas pretensiones.

6.1. Procesos administrativos

Municipio. Juzgado. Radicado	Demandante / Demandado	Tipo de proceso	Pretensiones y Cuantía	Estado Actual
Tribunal Administrativo de Boyacá. 10.988	Rafael Gross B / Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Reparación Directa	En Consejo de Estado: 17064. Daños en inmueble demandante por río Lengupa - descarga Central Chivor / \$77.490.000	Al despacho C. Estado para fallo desde el 30 de septiembre de 2005
Tribunal Administrativo de Boyacá. 15448	INCONAL / Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Contractual	Daños en Bulldozer del Contratista en trabajos para ISA Río Bata - Central Chivor / \$219.491.400	S decretó la nulidad de todo lo actuado en el proceso a partir del auto admisorio de la demanda inclusive. Providencia del 21 de septiembre de 2006-
Consejo de Estado Sección Tercera (por Secretaría General), Bogotá. REV 157	Sociedad Mejoras Publicas de Cali / Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Recurso Ext. de Revisión	Se demanda la nulidad de sentencia del Consejo de Estado que declaró la nulidad del artículo 6 decreto 150 de 1950 Alcaldía Cali -Estampilla Ornato / Sin cuantía	Al despacho 12 de mayo 2.000, para decisión. Se registro proyecto de fallo
Tribunal Administrativo del Atlántico. 12642	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P / Corelca	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Se demanda por deducciones de Corelca a facturas de ISA como Administrador del SIC / \$744.000.000	Se notificaron terceros intervinientes según lo dispuesto por el C. Estado. Pendiente abrir a pruebas
Tribunal Administrativo - Sección Cuarta de Cundinamarca. 99- 0204	DICEL / CREG e ISA	Restablecimiento del Derecho	Se demanda la inscripción de DICEL por ISA (Administrador del SIC) como usuario y las resoluciones de reposición y apelación ISA -SIC y CREG / \$84.802.337.91	Se declaro la Llego la apelación al Consejo de Estado y el proceso se repartió Rafael Lafont
Tribunal Administrativo - Sección Primera de Cundinamarca. 064	Flores III Ltda SCA ESP / Minminas - CREG e ISA	Ordinario administrativo de primera instancia	Nulidad y restablecimiento del derecho de resolución de CREG / \$2.343.523.046	Apelación ante el C. Estado. Al Despacho para fallo desde el 1 de septiembre de

				2003
Tribunal Administrativo - Sección Primera de Cundinamarca. 2001-0132	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. / Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	Ordinario Administrativo de primera instancia	Nulidad y Restablecimiento del derecho. Resoluciones Super / \$1.424.829.534	A Despacho para Fallo
Tribunal Administrativo de Boyacá. 2001- 0608	Agustín Mesa Espinel / Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Acción Popular	Se demanda protección derechos colectivos TV / Sin cuantía	Fallo favorable notificado por edicto el 24 de agosto de 2006.
Tribunal Administrativo de Arauca. 002 y en C. Estado 15635	Luz Marina Serrano y otros / ISA - Enelar y Dpto. Arauca	Reparación directa	Muerte de una persona por descarga línea construida por ISA / Cuatro mil gramos oro	Al despacho en Consejo de Estado, 29 enero 1999, al despacho para fallo desde el 1 de junio de 2006
Tribunal Administrativo de Antioquia. 98-3971	Gómez Cajiao y Asociados S.A. / Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Acción Contractual de mayor cuantía	Nulidad del Acto de adjudicación del Concurso Público C-002. Se declare la nulidad absoluta del Contrato ISA-BL98. Se declare que la oferta de Gómez Cajiao fue la mejor, se le restablezca su derecho Se condene a ISA al pago de lo que hubiera obtenido / \$2.000.000.000	Actualmente en etapa probatoria. En mayo 15 de 2006 ISA solicita la declaratoria de perención del proceso
Tribunal Administrativo de Antioquia. 001877	Empresas Públicas de Medellín - EEPPM / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Registro de Fronteras Comerciales / \$946.670.400	Se corrió traslado del dictamen pericial. ISA presentó incidente de nulidad por caducidad de la acción
Tribunal Administrativo de Antioquia. 020046 - 20070217	Termocandelaria S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res.034 del 13/03/01 / \$2.374.678.919	Declara la nulidad por falta de jurisdicción, remite por competencia a los Juzgados Civiles de Circuito. Se apeló, el recurso se concedió y se remitió el expediente al

				Consejo de Estado donde se admitió el recurso y se encuentra a despacho para sustanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 014853	Termocandelaria S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res.034 del 13/03/01 / \$4.170.190.637	Se presentó contestación a la reforma de la demanda y se envió copia de las contestaciones a Suramericana
Tribunal Administrativo de Antioquia. 022501	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Cargos por Capacidad. Res. 077 y 111 de 2000 / \$2.082.150.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se aceptó la apelación y se envió al Consejo de Estado, donde se sometió a reparto y se encuentra a despacho para sustanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 022463	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Cargos por Capacidad. Res. 077 y 111 de 2000 / \$2.102.130.000	Declara la nulidad por falta de jurisdicción, remite por competencia a los Juzgados Civiles de Circuito. Se apeló, el recurso se concedió y se remitió el expediente al Consejo de Estado donde se admitió el recurso y se encuentra a despacho para sustanciación

Tribunal Administrativo de Antioquia. 022364	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Cargos por Capacidad. Res. 077 y 111 de 2000 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) M\$8.343,15 Millones	Declara la nulidad por falta de jurisdicción, remite por competencia a los Juzgados Civiles de Circuito. Se notificó por estados.
Tribunal Administrativo de Antioquia. 022066	Proeléctrica y Cía SCA ESP / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res.034 del 13/03/01 / Indeterminada \$ 421.022.941	Se contestó demanda por ISA, se envió copia de esa contestación a Suramericana de Seguros. Al despacho, pasa a oficial mayor
Tribunal Administrativo de Antioquia. 023501	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res.077 Y 111 de 2000 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y valor que se ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) por valor de M\$ 8.559,28 MILLONES	Se contestó demanda por ISA, se envió copia de esa contestación a Suramericana de Seguros
Tribunal Administrativo de Antioquia. 023254	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res. 077 y 111 de 2000 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que se ha debido reconocer M\$2.080,86 Millones	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se concedió la apelación, se sometió a reparto y se dio traslado al recurrente para sustentar

Tribunal Administrativo de Antioquia. 23506	Chivor S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res. 077 y 111 de 2000 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) M \$2.914 Millones	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió la apelación y se notificó por estados, se encuentra a despacho para reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 023504	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res. 077 y 111 de 2000 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) M\$ 8.561,15 Millones	23/08/04: Se profirió auto por medio del cual se decretó la nulidad de todo lo actuado a partir del auto admisorio, declara falta de jurisdicción, se ordena remitir el expediente a los Juzgados Civiles de Circuito de Medellín.31/08/04: Se notificó el auto del 23 de agosto de 2004 por Estados.02/09/04: Se presentó Apelación contra el auto del 23 de agosto de 2004
Tribunal Administrativo de Antioquia. 023521	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res. 077 y 111 de 2000 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) M\$ 2.247.09 Millones	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se aceptó la apelación, está a despacho para sustanciación

Tribunal Administrativo de Antioquia. 022372	CHIVOR S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res. 077 y 111 de 2000 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) M\$ 2.858 Millones	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se concedió el recurso en el efecto suspensivo
Tribunal Administrativo de Antioquia. 024207	CHIVOR S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res. 077 y 111 de 2000 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) M\$ 3.330 Millones	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 022362	CHIVOR S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res. 077 y 111 de 2000 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) M\$ 2.971 Millones	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 024259	Termocandelaria S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res. 034 de 2001 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) \$ 250.377.695	Se contestó demanda por ISA, se envió a Suramericana copia de la contestación

Tribunal Administrativo de Antioquia. 021640	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res. 077 y 111 de 2000 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) M\$ 2.095,63 Millones	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se aceptó la apelación y se encuentra en despacho para sustanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 024260	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res. 077 y 111 de 2000 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) M\$ 2.265,37 Millones	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló
Tribunal Administrativo de Antioquia. 022370	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res. 077 y 111 de 2000 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) M\$ 2.115,24	Se contestó demanda por ISA, se corrigió la demanda y se contestó, se le envió a Suramericana copia de las contestaciones. Se declaró falta de jurisdicción y se remitió el expediente a los juzgados civiles del circuito, esta decisión se notificó por estados del 28 de octubre
Tribunal Administrativo de Antioquia. 021642	Termocandelaria S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res. 034 de 2001 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) M\$ 2.015.670.478	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso y se encuentra a despacho para sustanciación

Tribunal Administrativo de Antioquia. 021645	Termocandelaria S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res. 034 de 2001 CREG / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) \$ 2.697.161.976	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso y se dio traslado para sustentar el recurso
Tribunal Administrativo de Antioquia. 021639	PROELÉCTRICA S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res. 034 DE 2001 CREG / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) \$ 707.766.246	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 021643 - 2008 0065	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res. 077 y 111 de 2000 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y el valor que ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses) M\$ 2.082,64	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado a despacho para sutanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 022367	Proeléctrica y Cía SCA ESP / ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG-	Ordinario (Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho)	Aplicación de la Res.034 del 13/03/01 / Indeterminada. Sin embargo presenta como diferencia entre el valor reconocido y costos reales M\$ 651.554.227	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se encuentra en el Consejo de Estado a la espera de ser admitido

Tribunal Administrativo de Atlántico. 2000-344	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. / Electrificadora del Atlántico S.A. E.S.P	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Solicitud Nulidad Resoluciones que niegan intereses por mora en las cuentas por uso del STN, y por Bolsa de energía / \$12.962.252.636	Pruebas. Se presento transacción parcial por las partes. Mayo 15/06 ISA solicita resolver memorial de solicitud de transacción parcial y apertura a pruebas
Tribunal Administrativo de Bolívar. 2000-186	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. / Empresa de Energía de Magangué S.A. E.S.P. en Liquidación	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Solicitud Nulidad Resoluciones que niegan intereses por mora en las cuentas por uso del STN, y por Bolsa de energía / \$974.839.730	Se dicta fallo favorable a ISA, el cual es apelado por la demandada. Consejo de Estado para presentar alegatos. Pendiente sentencia de segunda instancia
Tribunal Administrativo de Bolívar. 2001 – 1185	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. / Electrificadora de Bolívar S.A. E.S.P. en Liquidación	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Solicitud Nulidad Resoluciones que niegan intereses por mora en las cuentas por uso del STN, y por Bolsa de energía / \$916.947.711	Pruebas. Pendiente designación de perito evaluador
Tribunal Administrativo de Antioquia. 993802	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. / Municipio de Medellín, Ejercito, Policía	Nulidad	Nulidad resolución numero 330 del 27 de agosto de 1999. Resolución numero 0226 del 24 de agosto de 1999 y resolución 148 de abril 27 de 1999 / Sin Cuantía	16-10-01 a despacho para fallo
Tribunal Administrativo de Antioquia. 024721 2001-0367	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$37.905.000	Declara la nulidad por falta de jurisdicción, remite por competencia a los Juzgados Civiles de Circuito. El Apoderado del demandante presentó Apelación contra el auto, El Tribunal concedió el Recurso y se remitió el expediente al Consejo de Estado

Tribunal Administrativo de Antioquia. 020896	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$2.072.080.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se concedió el recurso y se dio traslado para sustentarlo, se encuentra en el Consejo de Estado y se admitió el recurso
Tribunal Administrativo de Antioquia. 023502	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$2.944.000.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 022775	Termocandelaria S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$1.386.402.219	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 021641	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$2.071.560.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se concedió el recurso y se le dio traslado al apelante para

				sustentarlo y posteriormente se admitió el recurso
Tribunal Administrativo de Antioquia. 022448	ProEléctrica S.C.A. ESP / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$558.143.753	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló y se concedió la apelación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 021195	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG- 034 y 038 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$152.083.224	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 021638	ProEléctrica S.C.A. ESP / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-034 y 038 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$597.401.170	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se concedió el recurso, se le dio traslado al recurrente para sustentar y se encuentra a despacho para sustanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 021193	ProEléctrica S.C.A. ESP / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-034 y 038 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$273.195.220	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se

				admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 20023235	ProEléctrica S.C.A. ESP / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-034 y 038 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$1.035.705.780	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito
Tribunal Administrativo de Antioquia. 020413	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. 034 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$10.000.000.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló y se concedió la apelación, se remitió al Consejo de Estado donde se le dio traslado al apelante para sustentar el recurso
Tribunal Administrativo de Antioquia. 020897	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$2.019.760.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se concedió la apelación, se dio traslado al apelante para sustentar el recurso y se encuentra a despacho para sustanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 023500	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG- 077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$8.600.087.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito

Tribunal Administrativo de Antioquia. 024713	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-034 y 038 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$6.506.467.478	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló y se remitió al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 023503	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG- 034 y 038 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$11.863.026.700	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se concedió el recurso y se remitió al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 20024711	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$3.330.000.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló
Tribunal Administrativo de Antioquia. 20024541	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$2.217.720.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló
Tribunal Administrativo de Antioquia. 20024716	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$8.596.410.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se remitió al Consejo de Estado, donde se admitió el recurso de apelación

Tribunal Administrativo de Antioquia. 20023878	Termocandelaria S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$829.004.789	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló
Tribunal Administrativo de Antioquia. 20022373	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-034 y 038 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$11.863.026.7	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló
Tribunal Administrativo de Antioquia. 20024709	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$8.683.420.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso de apelación y se remitió el expediente al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 024715	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$7.272.050.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se concedió el recurso en el efecto suspensivo
Tribunal Administrativo de Antioquia. 024728	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-034 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$5.134.952.196	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso, se sustentó por parte del apelante y se encuentra a despacho para sustanciación

Tribunal Administrativo de Antioquia. 20020418	Proelétrica S.C.A. ESP / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-034 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$540.201.431	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se rechazó la apelación, se interpuso recurso de reposición y en subsidio queja contra el auto que negó la apelación. En trámite el recurso de queja
Tribunal Administrativo de Antioquia. 20024261	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-034 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$7.681.161.814	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, el recurso se concedió en el efecto suspensivo
Tribunal Administrativo de Antioquia. 022365	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$8.602.920.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se concedió el recurso, se encuentra a despacho en el Consejo de Estado y se le dio traslado al demandante para sustentar el recurso
Tribunal Administrativo de Antioquia. 024378	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$3.351.000.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se concedió el recurso, se encuentra a

				despacho para sustanciación en el Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 023922	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$2.220.490.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se concedió el recurso de apelación, se dio traslado para sustentarlo y se encuentra a despacho para sustanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 023507	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$2.910.000.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso y se encuentra a despacho para sustanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 20024718	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-034 DE 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$5.295.398.215	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 20023561	ProEléctrica S.C.A. ESP / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-034 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$696.081.432	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este

				auto se apeló, se admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 20023880	ProEléctrica S.C.A. ESP / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-034 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$511.387.491	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló
Tribunal Administrativo de Antioquia. 022368	Termotasajero S.A. E.S.P / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-034 y 038 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$7.222.276.510	Se contestó demanda por ISA, se notificó de esta contestación a Suramericana
Tribunal Administrativo de Antioquia. 024719	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$2.953.000.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado se admitió el recurso, se sustentó por el demandante y el apoderado de la CREG solicitó la nulidad de todo lo actuado desde el auto que admitió la apelación, sustentó la solicitud y el expediente se encuentra a despacho para resolver
Tribunal Administrativo de Antioquia. 20024741	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / MM\$17.540.000	Se contestó demanda por ISA y se notificó a Suramericana

Tribunal Administrativo de Antioquia. 021644	Proeléctrica S.C.A. ESP / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-034 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$1.222.458.738	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 021635	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$2.034.760.000	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se concedió la apelación, se remitió al consejo de Estado y se encuentra a despacho para sustanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 022073	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$2.074.220.000	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 022071	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. Sin embargo la cuantía se estima en USD 8.680.000.00	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el

				recurso de apelación, dándole traslado al recurrente para sustentar el recurso
Tribunal Administrativo de Antioquia. 021646	Termocandelaria S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-034 de 2001	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$4.129.524.590	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado, se le dio traslado al recurrente para sustentar y se admitió el recurso
Tribunal Administrativo de Antioquia. 030289	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC y resolución reposición	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$3.369.000.000	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante
Tribunal Administrativo de Antioquia. 20022371	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC y resolución reposición	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$2.823.000.000	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se envió al Consejo de Estado, se sustentó por el recurrente y se admitió el recurso

Tribunal Administrativo de Antioquia. 030293	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-034 y 038 de 2001. Factura	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$6.053.935.198	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se envió el expediente al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 030479	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC y resolución reposición	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / M\$ 2.351,87 Millones	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 022074	Termocandelaria S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-034 y 038 de 2001. Factura	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$1.508.162.473	Se resolvió conflicto de competencia y se remitió el expediente a los Juzgados Civiles del Circuito, este auto se apeló, se admitió el recurso de apelación, se encuentra en el Consejo de Estado a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 030295	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC y resolución reposición	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / M\$ 2.231,56 Millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante.

Tribunal Administrativo de Antioquia. 030626	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC y resolución reposición	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / M\$ 2.573,68 Millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se admitió el recurso frente al numeral primero del auto pero se rechazó frente al numeral segundo, se dio traslado para sustentar y se encuentra a despacho para sustanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 024543	Termocandelaria S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-034 y 038 de 2001. Factura	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$1.132.186.052	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se concedió el recurso y se envió el expediente al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 030288	Termocandelaria S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-034 y 038 de 2001. Factura	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$300.775.084	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se admitió el recurso frente al numeral primero del auto pero se rechazó frente al numeral segundo, se dio traslado para sustentar y se encuentra a despacho para sustanciación

Tribunal Administrativo de Antioquia. 024723	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / M\$ 7.079,57 Millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se admitió el recurso, se dio traslado para sustentarlo y se encuentra a despacho para sustanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 030625	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / M\$ 9.086,85 Millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se concedió el recurso
Tribunal Administrativo de Antioquia. 030292	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$44.500.050	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se admitió el recurso y se dio traslado para sustentarlo; se encuentra a despacho para sustanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 2002-4710 y 2007-0076	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / M\$ 7.188,38 Millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se concedió el recurso, se remitió

				al Consejo de Estado, se sustentó el recurso y se admitió por el Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 030296	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / M\$ 7.267,20 Millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se concedió el recurso y se remitió el expediente al Consejo de Estado; se encuentra a despacho para sustanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 01-1631-CH	Jhon Gallaguer Barranco / Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Acción de reparación Directa Perjuicios actuación administrativa ISA	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$130.000.000 + 5.000 gramos oro	En práctica de pruebas
Tribunal Administrativo de Cundinamarca. 2000-886	Fernando Piedrahita Hernández / Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Reparación directa	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$150.000.000	Se obtuvo fallo favorable el 13 septiembre de 2006.
Tribunal Administrativo de Antioquia. 030294	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 7.176,99 Millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso

Tribunal Administrativo de Antioquia. 030290	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 2.275.273.000	Se notificó a ISA demanda. Se contesto demanda por ISA, se envió copia de dicha respuesta a Suramericana de Seguros
Tribunal Administrativo de Antioquia. 030291	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. USD\$ 15.373.890	Se notificó a ISA demanda. Se contesto demanda por ISA, se mandó copia de la contestación a Suramericana. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario
Tribunal Administrativo de Antioquia. 030037	PROELECTRICA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG- 034 de 2001 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / M\$ 225.113.322	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso de apelación se envió al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 030478	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / M\$ 3.481 Millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se rechazó el recurso de apelación y se interpuso recurso de reposición contra el auto que rechazó la apelación

Tribunal Administrativo de Antioquia. 030632	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG 034 y 038 de 2001. Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 6.224.911.753	Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo, se envió al Consejo de Estado y se encuentra a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 030038	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG 034 y 038 de 2001. Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 6.256.350.171	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se concedió el recurso en el efecto suspensivo
Tribunal Administrativo de Antioquia. 023505	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 2.925 Millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso de apelación, se encuentra en el consejo de Estado esperando ser sustentado por el recurrente
Tribunal Administrativo de Antioquia. 22361	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 8.656.570.000	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el

				demandante y se concedió el recurso de apelación. se envió al Consejo de Estado y se encuentra a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 022359	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 2.911 Millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se concedió el recurso y se remitió al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 022358	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 2.926 Millones	Se contestó demanda por ISA, se envió copia de la contestación a Suramericana
Tribunal Administrativo de Antioquia. 024712	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 7.176.990.000	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso de apelación se envió al Consejo de Estado y se encuentra a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 030817	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 8.464.400.000	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario.

				Se apeló por el demandante
Tribunal Administrativo de Antioquia. 031081	PROELÉCTRICA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG- 034 de 2001 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. \$ 132.801.317	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso de apelación. se envió al Consejo de Estado y se encuentra a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 031082	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-034 y 038 de 2001 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 3.960.741.388	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo. se envió al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 024722	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 3.402 Millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo. se envió al Consejo de Estado

Tribunal Administrativo de Antioquia. 030477	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 7.510.340.000	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo. se envió al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 31292	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 3.810. Millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante. se envió al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 031290	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 2.650.64 Millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se concedió el recurso en el efecto suspensivo y se envió al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 31665	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 8.536.46 Millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante. se concedió el recurso en el efecto suspensivo y se envió al

				Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 31427	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-034 y 038 de 2001 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 7.075.675.421	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante. se concedió el recurso en el efecto suspensivo y se envió al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 30633	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-034 y 038 de 2001 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 8.046.473.492	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se concedió el recurso, se remitió al Consejo de Estado, se encuentra a despacho para sustanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 031490	ProEléctrica y Cia ESP / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-034 de 2001. Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / MM\$7.215.723,4	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se concedió el recurso de apelación, sólo frente al numeral primero del auto y se encuentra a

				despacho para sustanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 031288	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. /ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 2.772.730.000	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo, se remitió el expediente al Consejo de Estado, se encuentra a despacho para sustanciación
Tribunal Administrativo de Antioquia. 031491	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 3.945 Millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo, se remitió el expediente al Consejo de Estado, se encuentra a despacho por reparto

Tribunal Administrativo de Antioquia. 031760	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC y resoluciones	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. USD\$ 14.994.000	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo, se remitió el expediente al Consejo de Estado, se encuentra a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 030816	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC y resoluciones	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 3.924.000.000	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo, se remitió el expediente al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 032294	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-034 y 038 de 2001. Factura SIC y resoluciones	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 259.932.67	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo, se remitió el expediente al Consejo de Estado

Tribunal Administrativo de Antioquia. 032293	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000 Factura SIC y resoluciones	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 2.597.780.000	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo, se remitió el expediente al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 031842	Termotasajero S.A. E.S.P / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-034 y 038 de 2001 Informe de ventas	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 7.285.413.057	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se admitió el recurso en el efecto suspensivo, se remitió el expediente al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 023498	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000. Factura SIC. y resoluciones	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 8.557.120.000	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se admite el recurso, se remitió el proceso al Consejo de Estado y se encuentra a despacho para sustanciación

Tribunal Administrativo de Antioquia. 022357	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000. Factura SIC. y resoluciones	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 2.837 millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo se remitió el proceso al Consejo de Estado y se encuentra a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 032291	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000. Factura SIC. y resoluciones	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 6.739,16 millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo
Tribunal Administrativo de Antioquia. 032887	PROELÉCTRICA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG- 034 de 2001. Informe de venta	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. \$117.486.914	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante
Tribunal Administrativo de Antioquia. 021634	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000. Factura SIC. y resoluciones	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 8.014,16 millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo

Tribunal Administrativo de Antioquia. 033125	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000. Factura SIC. y resoluciones	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 6.928,84 millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo. se remitió el proceso al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 024539	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG- 034 y 038 de 2001. Informe de ventas	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. \$6.145.183.678	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo, se remitió el proceso al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 033387	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000. Factura SIC. y resoluciones	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 9.324 millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo. se remitió el proceso al Consejo de Estado y se encuentra a despacho por reparto

Tribunal Administrativo de Antioquia. 014854	Termotasajero S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG- 034 y 038 de 2001. Informe de ventas	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. \$11.822.034.300	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante. se concedió el recurso en el efecto suspensivo. se remitió el proceso al Consejo de Estado
Tribunal Administrativo de Antioquia. 032851	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000. Factura SIC. y resoluciones	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 4.163 millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo. se remitió el proceso al Consejo de Estado y se encuentra a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 033509	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000. Factura SIC. y resoluciones	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 2.682,52 millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante . y se concedió el recurso en el efecto suspensivo se remitió el proceso al Consejo de Estado

Tribunal Administrativo de Antioquia. 033126	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG-077 y 111 de 2000. Factura SIC. y resoluciones	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. M\$ 2.680,77 millones	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante y se concedió el recurso en el efecto suspensivo. se remitió el proceso al Consejo de Estado y se encuentra a despacho por reparto
Tribunal Administrativo de Antioquia. 032288	ProEléctrica S.C.A. ESP / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG- 034 de 2001. Informe de venta	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. \$ 223.244.217	Se notifico a ISA demanda. Se contesto demanda por ISA, se notificó de esa contestación a Suramericana
Tribunal Administrativo de Antioquia . 024724	Chivor S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho Res. CREG- 077 y 111 de 2000. Factura SIC	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Indeterminada. \$ 2.923.000.000	Se contestó demanda por ISA. Se decreto la nulidad del proceso por falta de jurisdicción y se ordeno remitir al Ordinario. Se apeló por el demandante, se admite el recurso, se remitió el proceso al Consejo de Estado, se sustentó el recurso por el recurrente y se admitió
Tribunal Administrativo de Antioquia. 2004-4601	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de nulidad y restablecimiento del derecho, Demandan resoluciones del municipio sobre impuesto de avisos y tableros	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$329.459.944	Se contestó la demanda por el Municipio. ISA presenta alegaciones de conclusión. A Despacho para sentencia

Tribunal Administrativo de Chocó. 2004- 00698	ISA y otro / Nación, Minminas y Energía y Superservicios	Acción de reparación directa. Indemnización perjuicios por toma de posesión y liquidación de Electrochoco	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$19.473.624.374	Se respondió la demanda. Pruebas
Tribunal Administrativo de Cundinamarca. 2004-01819	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. / Nación- Mincomunicaciones	Acción Contractual. Indebido cobro de sanción por extemporaneidad e intereses moratorios, contrato de concesión	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$244.320.572	Se practicaron las pruebas. Se ordeno allegar antecedentes administrativos. Al despacho para ordenar traslado para alegar
Tribunal Administrativo de Antioquia . 2005-06757	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. / DIAN	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / \$217.300.000	Se radicó la demanda
Tribunal Administrativo del Valle. 2004-2037	José Antonio Cruz Pérez y Otros / SSPPDD y Municipio de Cali ISA	Acción Popular	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Sin cuantía	Se respondió la demanda en enero 27/06. Pendiente notificar a 50 demandados mas
Tribunal Administrativo de Cundinamarca. 022366	PROELÉCTRICA S.A. E.S.P. / ISA, MEM y otros	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Valor: manifiesta que la "Diferencia entre Valor Reconocido y Costos Reales. \$1.222.458.738	13/06/08: continúa a Despacho del Consejero Ponente. (Informe del 13/06/08 radicado 200888006865)
Tribunal Administrativo de Antioquia. 40841-00182	Chivor S.A. E.S.P / ISA, MEM y otros	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Valor: manifiesta que la "Diferencia entre Valor Reconocido y Costos Reales. \$18.008.000.000	13/06/08: No se presentó ninguna actuación en este período. (Informe del 13/06/08 radicado 200888006865-3)

Tribunal Administrativo de Cundinamarca. 2002-003	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA, MEM y otros	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Valor: manifiesta que la "Diferencia entre Valor Reconocido y valor que se ha debido reconocer de conformidad con una CRT calculada de manera legal. (perjuicio sin intereses). \$8'737.560.000. Valores expresados en millones de pesos colombianos de abril de 2001	13/06/08: No se presentó ninguna actuación en el mes de mayo de 2008 (Informe radicado 200888006865)
Tribunal Administrativo de Cundinamarca. 2001-1091	EMGESA S.A. E.S.P. / ISA, MEM y otros	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Valor: M\$8.405,14 valor expresado en pesos de febrero de 2001	13/06/08: No se presentó ninguna actuación en el mes de mayo (Informe radicado 200888006865 del 13/06/08)
Tribunal Administrativo de Antioquia. 55918	Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. / ISA, MEM y otros	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Valor: USD13.812.750 o su valor en pesos utilizando una tasa de cambio representativa para el dólar americano del día en que se efectúe el respectivo pago o la cifra que se acredite en este proceso, para el período de diciembre de 2004 a noviembre de 2005. Sin embargo, el valor preciso de los perjuicios, que pueden llegar a ser mayores.	23/05/08: Auto previa admisión de la demanda se ordena cumplir requisitos a la parte demandante. (Informe radicado 200888006865 del 13/06/08)
Tribunal Administrativo de Cundinamarca. 2006-2123	MERILECTRICA / La nación, CREG, ISA	Reparación directa	Que se reliquide el cargo por capacidad correspondiente al año 2005 / valor indeterminado pero determinable	Se contestó la demanda, la Secretaria del Tribunal procedió a correr traslado de las excepciones propuestas en la contestación, El negocio subió al despacho para efectos de decidir sobre el

				llamamiento en garantía.
Tribunal Administrativo de Cundinamarca. 2006-2124	MERILECTRICA / La nación, CREG, ISA	Reparación directa	1. Declarar que por la indebida ejecución de la operación administrativa de la asignación del cargo por capacidad correspondiente al periodo 2005-2006 se genero un perjuicio a la demandante. 2. condenar a los demandados a título de reparación al pago de USD 919.615.	Se contestó la demanda, la Secretaria del Tribunal procedió a correr traslado de las excepciones propuestas en la contestación, El negocio subió al despacho para efectos de decidir sobre el llamamiento en garantía.
Tribunal Administrativo de Cundinamarca. 2002-3499	Termocandelaria S.A. E.S.P. / ISA-MEM y otros	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad del acto demandado y se reestablezca el derecho a favor del demandante / \$6.882.649.458	22/05/07: El proceso está a Despacho. (Informe del 19/09/07)
Tribunal Administrativo de Antioquia. 2004-05441	Chivor S.A. E.S.P. / La nación, CREG, MEM e ISA	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Declarar la nulidad de los Actos Administrativos impugnados expedidos por ISA a partir de la expedición de la CRT calculada con base en las resoluciones CREG 077 y 111 de 2000. Que se ordene a la nación, MEM, CREG e ISA a reestablecer el derecho vulnerado a CHIVOR y demás pretensiones conexas.	El Doctor Peláez se notificó de la demanda el 7 de diciembre de 2007.

Tribunal Administrativo de Antioquia. 2004-06433	Termotasajero S.A. E.S.P. / La nación, CREG, MEM e ISA	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad del Acto Administrativo expedido por ISA contenido en el informe de ventas No. LIQ 7971 del 12 de mayo de 2004, expedida en virtud de la aplicación de las resoluciones CREG Nos. 034 y 038 de 2001 Que se ordene a la nación, MEM, CREG e ISA a reestablecer el derecho vulnerado a TERMOTASAJERO y demás pretensiones conexas	El Doctor Peláez se notificó de la demanda el 7 de diciembre de 2007.
Tribunal Administrativo de Antioquia. 2004-04619	Betania S.A.E.S.P. / La nación, CREG, MEM e ISA	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad de los siguientes Actos Administrativos (Actos impugnados): (i) el acto por medio del cual el CND calculó la Capacidad Remunerable Teórica correspondiente al período 2003-2004 equivalente a 273,06 MW mensuales, e 2. Que se declare que el cálculo de la CRT para el verano 2003 — 2004 correspondiente a BETANIA, debe hacerse utilizando los criterios descritos en el inciso segundo del literal a) de la Ley 143 de 1994 y demás pretensiones conexas	El Doctor Peláez se notificó de la demanda y la contestó oportunamente
Tribunal Administrativo de Antioquia. 03-01293	Chivor S.A. E.S.P. / La nación, CREG, MEM e ISA	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante	No nos han notificado la demanda, se le hizo el poder al Doctor Peláez porque nos enviaron un exhorto para entregar antecedentes administrativos, pero a la fecha no ha llegado la notificación de la demanda. Se le envió el poder el 9 de abril de 2008

Tribunal Administrativo de Antioquia. 03-1841	PROELÉCTRICA S.A. E.S.P. / La nación, CREG, MEM e ISA	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante	No nos han notificado la demanda, se le hizo el poder al Doctor Peláez porque nos enviaron un exhorto para entregar antecedentes administrativos, pero a la fecha no ha llegado la notificación de la demanda. Se le envió el poder el 9 de abril de 2008
Tribunal Administrativo de Antioquia. 2004-06284	Betania S.A.E.S.P. / La nación, CREG, MEM e ISA	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / indeterminado pero determinable	No nos han notificado la demanda, se le hizo el poder al Doctor Peláez porque nos enviaron un exhorto para entregar antecedentes administrativos, pero a la fecha no ha llegado la notificación de la demanda. Se le envió el poder el 27 de marzo de 2008
Tribunal Administrativo de Antioquia. 2003-01293	Chivor S.A. E.S.P. / ISA, MEM y otros	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / indeterminado pero determinable	Nos notificaron personalmente
Tribunal Administrativo de Antioquia. 2003-01841	Proeléctrica SCA / La nación, CREG, MEM e ISA	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / indeterminado pero determinable	Nos notificaron personalmente
Tribunal Administrativo de Antioquia. 2004-04312	Betania S.A.E.S.P. / La nación, CREG, MEM e ISA	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / indeterminado pero determinable	Llegó exhorto de pruebas

Tribunal Administrativo de Antioquia. 2007-03323	Fiduciaria La Previsora en nombre y representación del Patrimonio Autónomo que maneja la liquidación de ElectroSucre / ISA y XM	Acción Contractual de mayor cuantía	Que se declare la existencia y posterior incumplimiento del contrato de mandato comercial suscrito el 2 de mayo de 1996 entre ISA y ElectroSucre y que como consecuencia de dicho incumplimiento se condene a ISA y a XM a pagar \$911.523.879	Llegó notificación, se le hizo poder al Doctor Peláez, aún no han fijado en lista. El proceso está archivado en el Archivo Central, bajo el Radicado 2007-03323
Tribunal Administrativo de Antioquia. 2004-4619	Betania S.A.E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG 077 y 111 de 2000	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / indeterminada USD14'328.720	Se presentó contestación a la demanda
Tribunal Administrativo de Antioquia. 023499	Termocandelaria S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Cuantía:\$6.882.649.458	27/05/08: El proceso está a Despacho (Informe del 27/05/08)
Tribunal Administrativo de Antioquia. 46284	Betania S.A.E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad de las resoluciones y facturas mencionadas y se reestablezca el derecho del demandante / Valor: Estima la cuantía en una suma superior a \$2.396.160.000.00	20/05/08: Se notificó personalmente la demanda
Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Sin radicado	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. / Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	Acción de Nulidad y restablecimiento del derecho	Que se declare la nulidad de la Resolución No. SSPD-20082400007415 de 26 de marzo de 2008	Se presentó la demanda el 18 de junio de 2008
Tribunal Administrativo de Antioquia. 20032538	Termotasajero S.A. E.S.P/ ISA-MEM y Otro	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Que se declare la nulidad del Informe de Venta LIQ 6727 del 14/03/03, en la parte correspondiente a la liquidación de venta de energía en el período comprendido entre el 1 y el 28 de febrero de 2003.	18/07/08: Se envió citación para notificación del Tribunal Administrativo de Antioquia, radicado en ISA con el número 200888008571-3 del 21/07/08.
Tribunal Administrativo de Antioquia. 20046433	Termotasajero S.A. E.S.P/ ISA-MEM y Otro	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG 034 y 038 de 2001. Actos: Informe de Venta LIQ	29/01/08: Se presentó contestación de la demanda (Radicado

			7971 del 12/05/04, en la parte correspondiente a la liquidación de venta de energía en el período comprendido entre el 1 y el 31 de abril de 2004; e Informe de Ventas LIQ 8055 del 12/06/04, en la parte que corresponde a la liquidación de venta de energía del período comprendido entre el 1 y el 31 de mayo de 2004.	200888002696-3 del 10/03/08)
Tribunal Administrativo de Antioquia. 24720	CHIVOR S.A. E.S.P. / ISA-MEM y Otro	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho - Factura No. 10422 del 16/01/02, por medio de la cual se liquidó el Cargo por Capacidad a CHIVOR correspondiente a la vigencia 1 a 31 de diciembre de 2001; Resolución No. 1110 del 22/03/02, por medio de la cual se rechazó el recurso de reposición y subsidiario de apelación.	25/09/08: Se notificó la demanda a ISA la providencia del 11/06/08
Tribunal Administrativo de Antioquia. 57199	BETANIA S.A. E.S.P./ ISA-MEM y Otro	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG 077 y 111 de 2000. Actos: i) Factura No. SIC 18025 del 12/03/05 mediante la cual ISA-ASIC liquidó a BETANIA el Cargo por Capacidad para el período comprendido entre el 1° y el 28 de Febrero de 2005; ii) Resolución No.1386 del 04/04/05, mediante la cual ISA negó el Recurso de Reposición y rechazó el de apelación interpuesto por BETANIA.	25/09/08: Se notificó la demanda a ISA la providencia del 20/06/08
Tribunal Administrativo de Antioquia. 60118	EMGESA S.A. E.S.P./ ISA-MEM y Otro	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG 077 y 111 de 2000. Actos: i) Factura No. SIC 18462 del 12/05/05 mediante la cual ISA-ASIC liquidó a EMGESA el Cargo por Capacidad para el período comprendido entre el 1° y el 30 de Abril de 2005; ii) Resolución	23/10/08: Se notificó personalmente a ISA la demanda.

			No.1395 del 28/06/05, mediante la cual ISA negó el Recurso de Reposición y rechazó el de apelación interpuesto por EMGESA.	
Tribunal Administrativo de Antioquia. 60126	CHIVOR S.A. E.S.P./ ISA-MEM y Otro	Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Res. CREG 077 y 111 de 2000. Actos: i) Factura No. SIC 18888 del 13/07/05 en la parte que corresponde a la liquidación del cargo por capacidad de CHIVOR del período comprendido entre el 1 de junio a 30 de junio de 2005. y ii) la Resolución 1407 del 4 de agosto de 2005, expedida por ISA-ASIC, por medio de la cual ISA negó el recurso de reposición y rechazó el recurso subsidiario de apelación interpuesto por CHIVOR S.A	6/11/08: Se recibió la citación para notificarse en ISA.

6.2 Procesos civiles

Municipio. Juzgado. Radicado	Demandante/Demandado	Tipo de proceso	Pretensiones y Cuantía	Estado Actual
Juzgado Noveno Civil del Circuito de Barranquilla. 1424- 2000	Inmobiliaria Sredni y Cía e Inversiones Sredni y Cía / Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Ordinario Civil de primera instancia	Reclama indemnización por servidumbre de hecho por ISA / \$300.000.000	pendiente del recurso de reposición contra el auto que negó la denuncia del pleito
Juzgado Primero Civil del Circuito de Envigado. 7705	Ovelesa S.A., Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. y Otros / Construcciones y Equipos S.A	Quiebra de mayor cuantía	Reconocimiento de crédito concordatario / \$ 526.047.376 + intereses desde abril de 1996	17.03.98: Se libra oficio 275 a la Secretaría de Tránsito de Bogotá, comunicando del embargo del vehículo de placa NCH641. Junio 01/99 libra oficio 892

Juzgado Décimo Civil del Circuito de Medellín. 2000106682 – 20000490	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P / Sistep Ltda. y Aseguradora de Fianzas S.A – CONFIANZA	Ordinario de mayor cuantía	Se declare el incumplimiento de Sistep Ltda. Contrato y se condene a Sistep Ltda. a pagarle a ISA perjuicios derivados del incumplimiento. Se condene a CONFIANZA a pagarle a ISA: Póliza 0580064: US\$427.354, Póliza 0580066: US\$39.600, Póliza 0587365: US\$29.700, Intereses moratorios, Intereses sobre los intereses de mora, costas y agencias en derecho / US\$1'936.618 + \$1.174'936.775.	Se decretan pruebas. Testimonios en practica. Cambio de perito. Se presenta dictamen pericial, el cual es objetado por demandada. Se decretan pruebas en trámite de objeción
Civil del Circuito de Turbaco	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Abreviado de Servidumbre	Imposición de Servidumbre línea ISA	Sentencia desfavorable a ISA, la cual es apelada. Pendiente concesión de recurso. Se concede recurso. A Despacho para fallo. Se confirma sentencia en segunda instancia, pendiente cancelar indemnización de \$228.000.000
Tercero Civil del Circuito de Cali. 0621-92-10-98	Fernando Cadavid y Lucio / Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Ordinario Reivindicatorio	Pago de Servidumbre / \$400.000.000	Audiencia de conciliación julio 6/05. En práctica de pruebas
Tercero Civil del Circuito de Cali. 13-793-272-9	Central de Carga Cencar S.A Micolta / Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Ordinario Reivindicatorio	Pago de Servidumbre / \$400.000.000	Se confirma el auto que rechazó las excepciones previas. En práctica de pruebas
Quinto Civil del Circuito de Cali. 10.864	Jaime Gómez Velásquez y Elie Zapata Díaz / Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Ordinario Reivindicatorio	Pago de Servidumbre / \$400.000.000	Aclaración - Objeción dictamen pericial

Juzgado Noveno Civil Circuito de Barranquilla. 2002-1515	Claudia Andrea Córdoba y Fabiana Zanin Córdoba / Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Ordinario de primera instancia	Responsabilidad Civil Extracontractual por presunta muerte de un trabajador de la firma contratista que cayó al río Magdalena y nunca apareció. Trabajos relacionados con el proyecto Fibra Óptica Arcos I. / > 4.000 millones	Memorial de oposición a las excepciones al llamamiento en garantía
Juzgado Promiscuo de Montelibano. 2003-005	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P / Municipio de Montelibano	Ejecutivo Singular de mayor cuantía	Que el municipio le pague a ISA la suma a la cual lo condenaron / \$3.000.000.000	Se aprobó acuerdo de pago sobre dineros de la sentencia ejecutiva. Suspensión proceso para pago
Juzgado Primero Civil Circuito de la Dorada (Caldas)	Marta Vidal C.	Ordinario (Responsabilidad Civil Extracontractual)	No Pago de Servidumbre	Audiencia de conciliación para junio 30/05, aplazada para septiembre 1º, fallida y como no se autorizó interrogar al Rep. Legal de ISA se apeló y está en el Tribunal. Se confirmó decisión y señala nueva fecha para audiencia de conciliación.
Juzgado Primero Promiscuo de Circuito de Corozal. 2004-0175	Isabel Cristina Vergara Alvarez / Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Ordinario Reivindicatorio	Ordinario Reivindicatorio. La demandante pretende el pago de una servidumbre por la instalación de una torre y paso aéreo de una línea. / \$320.000.000	Se responde demanda el 22 de octubre de 2004. Pendiente trámite de excepciones previas
Juzgado Promiscuo de Circuito de Corozal. 2004-0175	Alcides Manuel Contreras Lázaro / Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Reivindicatorio	Ordinario Reivindicatorio. La demandante pretende el pago de una servidumbre por la instalación de una torre y paso aéreo de una línea. / \$320.000.000	Respuesta demanda octubre 22/04. Pendiente trámite de excepciones previas
Juzgado Noveno Civil Circuito de Barranquilla	Efraín, Aquiles Rafael y Teresa Bilbao Vargas y otros	Responsabilidad Civil Extracontractual	Ordinario Reivindicatorio. La demandante pretende el pago de una servidumbre por la instalación de una torre y paso aéreo de una línea.	Respuesta demanda marzo 4/05. Pendiente trámite de excepciones previas. En audiencia de conciliación, se

				declarar probada excepción previa de falta de jurisdicción y ordena remitir proceso a T.A. Atlántico, decisión que es apelada por demandantes. En segunda instancia
--	--	--	--	--

7. REQUISITOS FORMALES DE LA EMISIÓN DEL PROGRAMA DE BONOS

7.1. Advertencia

"LA INSCRIPCIÓN DEL TÍTULO EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES Y EMISORES Y LA AUTORIZACIÓN DE OFERTA PÚBLICA, BAJO EL RÉGIMEN DE INSCRIPCIÓN ANTICIPADA, POR PARTE DE LA SUPERINTENDENCIA DE VALORES, NO IMPLICAN CERTIFICACIONES SOBRE LA BONDAD DE LOS TÍTULOS O LA SOLVENCIA DEL EMISOR".

7.2. Certificaciones

7.2.1. Del Representante Legal de Tenedores y la Revisoría Fiscal del Emisor

Los suscritos, Representante Legal y Revisor Fiscal de Interconexión Eléctrica S.A.E.S.P. -ISA-, certificamos, cada uno dentro de su competencia, la veracidad del contenido del presente Adendo 4, y que en el mismo no se presentan omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.



ORIGINAL FIRMADO
LUIS FERNANDO ALARCÓN M.
Representante Legal
C.C. 19.144.982



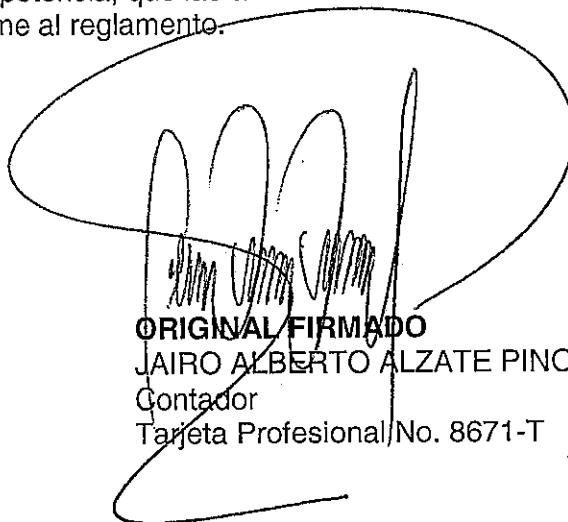
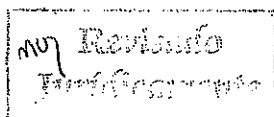
ORIGINAL FIRMADO
CARLOS ENRIQUE GORDILLO B.
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No.33537-T
Ver certificación adjunta

7.2.2. Del Representante Legal y del Contador Público del Emisor

Los suscritos, Representante Legal y Contador Público de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.,-ISA-, certificamos, cada uno dentro de su competencia, que las afirmaciones contenidas en este Adendo han sido verificadas previamente conforme al reglamento.



ORIGINAL FIRMADO
LUIS FERNANDO ALARCÓN M.
Representante Legal
C.C. 19.144.982



ORIGINAL FIRMADO
JAIRO ALBERTO ALZATE PINO
Contador
Tarjeta Profesional No. 8671-T

132742 2008 NOV 19 16:14

PricewaterhouseCoopers Ltda.
Edificio Forum Torre II
Calle 7 Sur No. 42-70, Piso 11
Apartado 81164 Envigado
Conmutador: 325 43 20
Fax: 325 43 22
Medellín, Colombia
www.pwc.com/co

CERTIFICACIÓN DEL REVISOR FISCAL

19 de noviembre de 2008

A la Superintendencia Financiera

En relación con el documento adjunto, firmado por el Representante Legal de la Compañía y el suscrito, relativo al adendo No. 4 al prospecto de emisión y colocación del programa de bonos de deuda pública de Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P, hago constar que para atender los requerimientos de la Superintendencia Financiera, se verificó que la información financiera relacionada con el saldo de los préstamos incluida en el numeral 5.1 del adendo, corresponde con los registros contables de la Compañía al 30 de septiembre de 2008.

Los registros contables de la Compañía al 30 de septiembre de 2008 están siendo auditados por mí, con el propósito de emitir una opinión sobre si los estados financieros de la Compañía, al 31 de diciembre de 2008, presentan razonablemente la situación financiera, el resultado de sus operaciones, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, para instituciones vigiladas por la Contaduría General de la Nación. Por consiguiente en las actuales circunstancias no estoy en condiciones de emitir una opinión sobre dichos registros contables.

La presente certificación ha sido preparada para uso exclusivo de la Administración de Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P. con el fin de ser incluida en el adendo No. 4 al prospecto de emisión y colocación de bonos de deuda pública que se pretende presentar ante la Superintendencia Financiera y no debe ser utilizada para otro propósito ni distribuida a terceros diferentes de los indicados.



Carlos Enrique Gordillo B.
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional No. 33537 -T *