



**PROSPECTO DEFINITIVO DE INFORMACIÓN DE LA EMISIÓN DE ACCIONES ORDINARIAS
DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.**

Emisor:	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
Domicilio:	Calle 12 Sur 18 - 168. Medellín, Colombia.
Sucursales:	ISA Sucursal Perú. Domiciliada en la Avenida Canaval y Moreyra 522, Piso 11, San Isidro, Lima 27 Perú.
Actividad Principal:	Transporte de energía en Colombia, Brasil, Perú y Bolivia.
Mercado al que se dirigen los Valores:	Las Acciones Ordinarias se negociarán en el mercado principal de Colombia.
Destinatarios de la Oferta:	El Público en General, incluyendo los fondos de pensiones y cesantías.
Modalidad de la Inscripción y de oferta:	Las Acciones Ordinarias están inscritas en el Registro Nacional de Valores y Emisores, en adelante RNVE, y en la Bolsa de Valores de Colombia, en adelante BVC.
Clase de Valores Ofrecidos:	Acciones Ordinarias.
Ley de Circulación:	Las Acciones Ordinarias son nominativas y circularán en forma desmaterializada.
Valor Nominal por Acción:	Treinta y dos pesos punto ocho cero cero cero cero cinco tres cinco dos cero cero centavos (\$32.80000000535200).
Precio de Suscripción:	Siete mil setenta y seis pesos (\$7,076) por cada Acción Ordinaria, el cual fue determinado por nuestra Junta Directiva el 7 de diciembre de 2007 en sesión extraordinaria con base en los resultados del procedimiento de construcción del libro de ofertas según los términos del Decreto 3780 del 1 de octubre de 2007.
Número de Acciones que se Ofrecen:	El número de Acciones Ordinarias que ofrecemos es de cincuenta y seis millones

	trescientas noventa y cuatro mil doscientas once (56,394,211).
Monto de la Emisión:	Será el resultado de multiplicar el número de Acciones Ordinarias que se ofrecen por el Precio de Suscripción.
Inversión Mínima:	Los destinatarios de la Oferta interesados en invertir en nuestras Acciones Ordinarias deberán adquirir mínimo quinientos (500) Acciones Ordinarias. El monto mínimo de la inversión será el resultado de multiplicar quinientos (500) por el Precio de Suscripción publicado en el Aviso Complementario de Oferta Pública.
Derechos que incorporan las Acciones:	Los titulares de las Acciones Ordinarias tendrán derecho a: (i) participar en las deliberaciones de nuestra Asamblea General de Accionistas y votar en ella, (ii) recibir dividendos con sujeción a lo dispuesto en la ley y en nuestros Estatutos, (iii) negociar las acciones en los términos de nuestros Estatutos, (iv) inspeccionar libremente nuestros libros y papeles sociales dentro de los quince días hábiles anteriores a las reuniones de la Asamblea General de Accionistas en que se examinen los balances de fin de ejercicio, (v) recibir una parte proporcional de los activos sociales, al tiempo de la liquidación y una vez pagado el pasivo externo, (vi) los demás que fijen la ley y nuestros Estatutos.
Comisiones y gastos conexos:	Los Inversionistas deberán asumir el costo del gravamen a los movimientos financieros que se puedan generar dentro del proceso de aceptación de la Oferta y suscripción de las Acciones Ordinarias (4x1000). Es posible que los Inversionistas deban pagar una comisión al respectivo depositante directo a través del cual se cree la cuenta individual en el Depósito Centralizado de Valores de Colombia S.A. Esta comisión será convenida entre el Inversionista y el respectivo depositante directo. La comisión de suscripción de ésta emisión será asumida por el Emisor.
Bolsa donde están Inscritas las Acciones:	Bolsa de Valores de Colombia S.A.
Plazo de Colocación y vigencia de la Oferta:	Quince (15) días hábiles, plazo que podrá reducirse en la medida en que se coloque la totalidad de las Acciones Ordinarias de acuerdo con el Procedimiento de Construcción del Libro

de Ofertas descrito en el capítulo 2 literal D del presente Prospecto, lo que ocurra primero, contados a partir de la fecha de publicación del Aviso de Oferta Pública.

Colocadores:

Son las sociedades líderes: Corficolombiana S.A., Casa de Bolsa Corficolombiana S.A. e Interbolsa S.A., y las sociedades comisionistas de bolsa que éstas subcontraten.

Administrador de la Emisión:

Depósito Centralizado de Valores de Colombia - Deceval S.A.

Asesor Legal de la Emisión:

Cárdenas & Cárdenas Abogados Ltda.

Código de Buen Gobierno

Contamos con un Código de Buen Gobierno que puede ser consultado en nuestra página web: www.isa.com.co

Nuestro Código de Buen Gobierno cumple con los requisitos establecidos en la Ley 964 de 2005 y la Resolución 275 de 2001 expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia y sigue algunas recomendaciones regionales, incluyendo el “*White Paper*” de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OECD) sobre Gobierno Corporativo en América Latina y el Código de Gobierno Corporativo de la Corporación Andina de Fomento (CAF). Así mismo, de conformidad con la Circular Externa 028 de 2007 expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia, efectuaremos el reporte anual de prácticas de Gobierno Corporativo contenidas en el Código País.

LA INSCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES ORDINARIAS EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES Y EMISORES Y LA AUTORIZACIÓN DE LA OFERTA PÚBLICA NO IMPLICAN CALIFICACIÓN NI RESPONSABILIDAD ALGUNA POR PARTE DE LA SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA ACERCA DE LAS PERSONAS NATURALES O JURÍDICAS INSCRITAS NI SOBRE EL PRECIO, LA BONDAD O LA NEGOCIABILIDAD DEL VALOR O DE LA RESPECTIVA EMISIÓN, NI SOBRE LA SOLVENCIA DEL EMISOR.

LA INSCRIPCIÓN DE LOS TÍTULOS EN LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA S.A. NO IMPLICA CERTIFICACIÓN SOBRE LA BONDAD DEL VALOR O LA SOLVENCIA DEL EMISOR.

SE CONSIDERA INDISPENSABLE LA LECTURA DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN PARA QUE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS PUEDAN EVALUAR ADECUADAMENTE LA CONVENIENCIA DE LA INVERSIÓN.

La información financiera contenida en este Prospecto de Información se encuentra actualizada al 30 de septiembre de 2007.

DICIEMBRE DE 2007

AUTORIZACIONES, INFORMACIONES ESPECIALES Y OTRAS ADVERTENCIAS GENERALES A TODOS LOS PROCESOS

A. AUTORIZACIONES.

De los órganos competentes del emisor.

De acuerdo con nuestros estatutos, en adelante los Estatutos, y la ley colombiana, la presente emisión fue autorizada por nuestra Asamblea General de Accionistas en reunión extraordinaria que se celebró el 24 de noviembre de 2006, en la cual nuestros accionistas facultaron a la Junta Directiva para realizar la emisión de Acciones Ordinarias, tal y como consta en el Acta 95 de dicho órgano social.

Nuestra Junta Directiva reglamentó la emisión y adoptó el correspondiente Reglamento de Emisión y Colocación de las Acciones Ordinarias, en adelante el Reglamento de Emisión y Colocación, el cual establece los derechos y privilegios de las Acciones Ordinarias, en sesión del 28 de septiembre de 2007 según consta en el Acuerdo 67 de dicho órgano social, el cual es modificado por el Acuerdo 69 de octubre de 2007.

El 7 de diciembre de 2007 en sesión extraordinaria nuestra Junta Directiva aprobó colocar un total de cincuenta y seis millones trescientas noventa y cuatro mil doscientas once (56.394.211) Acciones Ordinarias a un precio de suscripción de siete mil setenta y seis pesos (\$7,076) por cada acción.

De autoridades administrativas.

Estamos inscritos en el RNVE y nuestras Acciones Ordinarias están inscritas en la BVC. La presente oferta pública fue autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia mediante Resolución No. 2019 del 15 de noviembre de 2007.

Somos una sociedad vigilada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y, por ser Emisores, estamos sujetos al control de la Superintendencia Financiera de Colombia.

Para la emisión de las Acciones Ordinarias no se requirió autorización previa por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

B. OTRAS OFERTAS DE VALORES DEL EMISOR.

Ofrecemos un total de cincuenta y seis millones trescientas noventa y cuatro mil doscientas once (56.394.211) Acciones Ordinarias.

Las Acciones Ordinarias serán ofrecidas al público en general en una oferta pública sujeta a la ley colombiana a través de los Colocadores

Nuestra Asamblea General de Accionistas en reunión extraordinaria celebrada el día 24 de noviembre de 2006, aprobó la emisión y colocación de Acciones Ordinarias sin sujeción al derecho de preferencia, mediante oferta pública en los mercados de Colombia y/o en el exterior, hasta por un monto de ochenta y ocho millones cuatrocientas diez mil setecientos treinta y una (88,410,731) Acciones Ordinarias.

En reunión celebrada el 29 de Junio de 2007 nuestra Junta Directiva aprobó por unanimidad colocar de manera exclusiva en el mercado local un total de VEINTINUEVE MILLONES CIENTO SETENTA Y CINCO MIL QUINIENTAS CUARENTA Y UNA (29,175,541) acciones ordinarias.

Posteriormente, en reuniones celebradas en septiembre y octubre de 2007 nuestra Junta Directiva aprobó por unanimidad colocar en el mercado local, cincuenta y tres millones cuarenta y seis mil cuatrocientas treinta y nueve (53.046.439) Acciones Ordinarias con la posibilidad de aumentar el número proyectado a emitir hasta en un 25% adicional o disminuirlo sin limitación, según se determine a través del procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas. El 7 de diciembre de 2007 en sesión extraordinaria nuestra Junta Directiva aprobó colocar un total de cincuenta y seis millones trescientas noventa y cuatro mil doscientas once (56.394.211) Acciones Ordinarias a un precio de suscripción de siete mil setenta y seis pesos (\$7,076) por cada acción.

No hemos solicitado otras autorizaciones para formular ofertas públicas o privadas de valores, cuya decisión por parte de la autoridad competente aún se encuentre en trámite.

Actualmente, tenemos dos emisiones de deuda y un programa de emisión y colocación de bonos, vigentes por valor de Col\$ 817,882 millones. La siguiente tabla contiene un resumen de los valores de deuda que emitimos y que se encuentran en circulación. Para una descripción más detallada ver "Títulos de Deuda en curso que se Hayan Ofrecido Públicamente y se Encuentren sin Redimir".

Prestamos	Fecha de Firma	Plazo	Fecha Vencimiento	Nominal	Moneda Origen	Tipo de Interés	Saldo Miles de Pesos
BONOS LOCALES SEGUNDA EMISIÓN							
SERIE C	13-Abr-99	10	13-Abr-09	59,700,000	COP	DTF + 2.5%	59,700,000
SERIE D	13-Abr-99	10	13-Abr-09	35,288,563	COP	IPC + 10%	40,817,213
BONOS LOCALES TERCERA EMISIÓN							
SERIE ÚNICA	16-Jul-01	10	16-Jul-11	130,000,000	COP	IPC + 8.1%	130,000,000
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
TRAMO 2	20-Feb-04	12	20-Feb-16	150,000,000	COP	IPC + 7.3%	150,000,000
TRAMO 3	07-Dic-04	15	07-Dic-19	108,865,000	COP	IPC+ 7.19%	108,865,000
TRAMOS 4	07-Abr-06	20	07-Abr-26	118,500,000	COP	IPC + 4.58%	118,500,000
TRAMO 5	21-Sep-06	7	21-Sep-13	110,000,000	COP	IPC + 4.84%	110,000,000
TOTAL BONOS							817,882,213

C. PERSONAS AUTORIZADAS PARA DAR INFORMACIÓN O DECLARACIONES SOBRE EL CONTENIDO DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN.

Las personas autorizadas para dar información o declaraciones sobre el contenido del Prospecto de Información son: Luis Fernando Alarcón Mantilla, Gerente General; Carlos Alberto Rodríguez López, Gerente de Finanzas Corporativas y, Juan David Bastidas Saldarriaga, Secretario General.

D. INFORMACIÓN SOBRE LAS PERSONAS QUE HAN PARTICIPADO EN LA VALORACIÓN DE PASIVOS O ACTIVOS DE LA SOCIEDAD.

La información contenida en este Prospecto de Información está basada en información suministrada por nosotros, así como por cualquier otra fuente debidamente identificada en él.

E. INFORMACIÓN SOBRE VINCULACIONES ENTRE EL EMISOR Y SUS ASESORES.

Ninguno de los asesores involucrados en la elaboración del presente Prospecto de Información es una sociedad vinculada al emisor.

Corficolombiana S.A. desempeñará labores de promoción respecto de la Oferta y es un participante activo en la mesa de dinero de ISA, Internexa, Flycom y XM.

Interbolsa S.A. realizará labores de promoción para la Oferta y es un participante en la mesa de dinero de ISA.

Inverlink S.A. también desarrollará labores de promoción respecto de la Oferta y no tiene vínculos adicionales con nosotros.

F. ADVERTENCIAS.

1. Autorizaciones previas

Los inversionistas interesados en adquirir las Acciones Ordinarias deberán obtener previamente a su aceptación de la Oferta Pública, cualquier autorización judicial, gubernamental, corporativa o de cualquier otra índole que por sus condiciones particulares puedan requerir.

2. Otras advertencias

EL PROSPECTO NO CONSTITUYE UNA OFERTA NI UNA INVITACIÓN POR O A NOMBRE DEL EMISOR O LOS COLOCADORES A SUSCRIBIR O COMPRAR CUALQUIERA DE LOS VALORES SOBRE LOS QUE TRATA EL MISMO.

G. NOTIFICACIÓN

La información contenida en este Prospecto de Información se considera esencial para permitir una evaluación adecuada de la inversión por parte de inversionistas potenciales. Las Acciones Ordinarias han sido registradas en el RNVE y la Oferta Pública ha sido autorizada por la SFC mediante la resolución No. 2019 del 15 de noviembre de 2007. Dichos registros y aprobación no constituyen una opinión de la SFC respecto a la aprobación de la calidad de los valores o nuestra solvencia.

Ustedes solamente deben basarse en la información contenida en este Prospecto de Información. Ni nosotros, ni los Colocadores hemos autorizado a ninguna persona para entregar información que sea diferente o adicional a la contenida en este Prospecto de Información. Si alguien suministra información adicional o diferente, no deben confiar en ella. Deberán asumir que la información de este Prospecto de Información es exacta sólo en la fecha que aparece en la portada del mismo, sin tener en cuenta la fecha de entrega de este Prospecto de Información o cualquier venta de nuestras Acciones Ordinarias. Nuestra empresa, condición financiera, resultados de las operaciones y prospectos pueden cambiar después de la fecha que aparece en la portada de este Prospecto de Información.

Excepto cuando se indique de otro modo o el contexto lo requiera, todas las referencias en este Prospecto de Información a "nosotros", "nuestro", "somos" y "estamos" se refieren a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

Nuestras subordinadas son ISA Capital do Brasil S.A., en adelante ISA Capital; Transelca S.A. E.S.P., en adelante Transelca; Internexa S.A. E.S.P., en adelante Internexa; XM Compañía de

Expertos en Mercados S.A. E.S.P., en adelante XM; Flycom Comunicaciones S.A. E.S.P., en adelante Flycom; Red de Energía del Perú S.A., en adelante REP; ISA Perú S.A., en adelante ISA Perú; Consorcio Transmantaro S.A., en adelante Transmantaro; ISA Bolivia S.A., en adelante ISA Bolivia; y cada una de sus respectivas sociedades subordinadas.

Este Prospecto de Información se basa en información suministrada por nosotros y por otras fuentes que consideramos confiables. No podemos asegurar que esta información es exacta y está completa. Este Prospecto de Información resume ciertos documentos y otra información, y los remitimos a esas fuentes para un entendimiento más completo de lo que discutimos en este Prospecto de Información. Los Colocadores y nuestros asesores no hacen ninguna aseveración ni garantía, expresa o implícita, en cuanto a la exactitud e integridad de la información establecida en este Prospecto de Información. Nada de lo contenido en este Prospecto de Información es ni deberá considerarse como basado en una promesa o aseveración de los Colocadores, sea en el pasado o en el futuro. Los Colocadores y nuestros asesores no han verificado independientemente nada de dicha información y no asumen ninguna responsabilidad por su exactitud o integridad. Al tomar una decisión de inversión, ustedes deben basarse en el examen que hagan de nosotros, los términos de esta Oferta y las Acciones Ordinarias, incluidas las ventajas y los riesgos involucrados.

Presentación de la Información Financiera

En este Prospecto de Información, salvo que se especifique de otro modo, las referencias a "Col\$" son a pesos colombianos, la moneda colombiana, las referencias a "Dólares," "\$," o "US\$" son a dólares estadounidenses, la moneda legal de los Estados Unidos, y las referencias a "R\$," o "reales" son a los reales brasileños, la moneda legal de Brasil. Nuestros estados financieros consolidados a y para los años con cierre a 31 de diciembre de 2006, 2005 y 2004, en adelante Nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados, incluidos en este Prospecto de Información fueron preparados en pesos colombianos y de acuerdo con los PCGA en Colombia y las metodologías y los principios contables establecidos por la SSPD y la CGN. Nuestros Estados Financieros Consolidados para los años con cierre a 31 de diciembre de 2005 y 2006 fueron auditados por PricewaterhouseCoopers Ltda., nuestros auditores independientes desde el primero de abril de 2005. Nuestros Estados Financieros Auditados y Consolidados para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004 fueron auditados por KPMG Ltda. Este Prospecto de Información también incluye nuestra información financiera consolidada con revisión limitada a 30 de septiembre de 2007 y 2006, en adelante Nuestros Estados Financieros de Propósito Especial, los cuales junto con Nuestros Estados Financieros Auditados Consolidados, forman parte de Nuestros Estados Financieros. Nuestros Estados Financieros de Propósito Especial incluyen, en opinión de la administración de nuestra empresa, todos los ajustes necesarios (constituidos sólo por ajustes periódicos) para una presentación razonable de la información señalada en ellos.

Al 30 de septiembre de 2007, consolidamos los estados financieros de Transelca, ISA Perú, Internexa, Flycom, XM, REP, Transmantaro, ISA Capital, CTEEP—Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, en adelante CTEEP, e ISA Bolivia. Nuestros Estados Financieros Consolidados y Auditados con cierre a diciembre 31 de 2006 incluyen los resultados de las operaciones de nuestra subsidiaria CTEEP únicamente para el período de junio 30, 2006 a diciembre 31 de 2006. Ver "Comentarios y Análisis de la Administración sobre los Resultados de la Operación y la Situación Financiera del Emisor" y la Nota 2.1 de nuestros Estados Financieros Consolidados y Auditados para una descripción de los métodos utilizados en la preparación de nuestros Estados Financieros.

Únicamente para su conveniencia, hemos convertido algunas sumas incluidas en "Información sobre Riesgos del Emisor – Riesgos Relacionados con Brasil" de (a) reales brasileños a dólares estadounidenses usando la tasa de cambio registrada a septiembre 30 de 2007 por el Banco Central de Brasil de R\$1.8389 a US\$1.00; y de (b) dólares estadounidenses a pesos colombianos

a la tasa representativa del mercado registrada a septiembre 30 de 2007 por la SFC de Col\$2,023.19 por US\$1.00.

Información de Mercado

La información contenida en este Prospecto de Información relacionado con el sector eléctrico colombiano y nuestra participación en él se obtuvo de fuentes públicas establecidas, como asociaciones comerciales y agencias del gobierno, incluidas MME, CREG, DANE y UPME, al igual que XM, como administrador del SIC, entre otras.

Parte de la información estadística y los datos relacionados con nuestro negocio se obtuvieron de entidades del gobierno o el sector, o se extrajeron de publicaciones generales. No hemos verificado de manera independiente dichos datos e información y, por consiguiente, ni nosotros ni nuestros asesores podemos garantizar su exactitud e integridad.

TABLA DE CONTENIDO DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN.

PARTE I - DE LOS VALORES.....	25
CAPÍTULO 1. CARACTERÍSTICAS DE LOS TÍTULOS, CONDICIONES Y REGLAS DE LA EMISIÓN.	25
A. CLASE DE VALORES OFRECIDOS, DERECHOS QUE INCORPORAN LOS VALORES Y LEY DE CIRCULACIÓN.....	25
1. Clase de valor ofrecido.....	25
2. Derechos que otorgan nuestras Acciones Ordinarias.....	25
3. Ley de circulación y negociación secundaria.....	28
B. CANTIDAD DE VALORES OFRECIDOS, VALOR NOMINAL, PRECIO DE SUSCRIPCIÓN, INVERSIÓN MÍNIMA Y MONTO TOTAL DE LA OFERTA.....	28
1. Cantidad de Acciones Ordinarias ofrecidas.....	28
2. Valor nominal de las Acciones Ordinarias.....	29
3. Precio de suscripción de las Acciones Ordinarias.....	29
4. Inversión mínima.....	29
5. Monto total de la Oferta.....	29
C. CARACTERÍSTICAS DE LOS VALORES OFRECIDOS.	29
D. DESMATERIALIZACIÓN TOTAL DE LA EMISIÓN.	32
E. FECHAS DE SUSCRIPCIÓN, DE ANOTACIÓN EN CUENTA Y DE EMISIÓN DE LOS VALORES.....	33
1. Fecha de Suscripción.....	33
2. Fecha de Anotación en Cuenta.....	33
3. Fecha de Emisión.....	33
F. COMISIONES Y GASTOS CONEXOS.....	33
G. BOLSA DE VALORES EN LAS CUALES ESTARÁN INSCRITOS LOS VALORES.....	34
H. OBJETIVOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS DE LA EMISIÓN.	34
I. MEDIOS A TRAVÉS DE LOS CUALES SE DARÁ A CONOCER LA INFORMACIÓN DE INTERÉS PARA LOS INVERSIONISTAS.....	34
J. RÉGIMEN FISCAL APLICABLE A LOS VALORES.	34
1. Utilidad en la enajenación de acciones.....	34
2. Valor patrimonial de las acciones.....	34
3. Utilidad en la distribución de dividendos.....	35
4. Renta presuntiva e Impuesto al patrimonio.....	35
K. ENTIDAD QUE ADMINISTRARÁ LA EMISIÓN.....	35
1. Registrar el Macrotítulo Representativo de la emisión.....	35
2. Registrar y anotar en cuenta información sobre:.....	36
3. Cobrar al emisor los derechos patrimoniales.....	36
4. Remitir informes al emisor.....	36
5. Actualizar la información.....	37
6. Llevar el libro de registro de accionistas.....	37
L. FUNCIONAMIENTO DEL MECANISMO DE DESMATERIALIZACIÓN.	38
1. Cálculo.....	38
2. Cobro y Conciliación.....	38
3. Control de Dividendos.....	39
4. Pagos de dividendos en efectivo y cheque.....	39
5. Pagos de dividendos abono en cuenta.....	39
6. Control de impuestos y retenciones.....	39
M. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS TENEDORES DE LOS VALORES.....	39
1. Derechos de los tenedores de las Acciones Ordinarias.....	39
2. Obligaciones de los tenedores de las Acciones Ordinarias.....	43
N. NUESTRAS OBLIGACIONES.....	43
1. Frente a los titulares de las Acciones Ordinarias.....	43
2. Frente a la SFC.....	43

O.	CLASE DE ACCIONES.	44
P.	PRECIO DE SUSCRIPCIÓN, DETERMINACION DEL PRECIO DE SUSCRIPCION Y EL VALOR PATRIMONIAL DE LA ACCIÓN.	44
	1. Precio de Suscripción.	44
	2. Valor patrimonial de la acción.	44
Q.	PROCESO REQUERIDO PARA CAMBIAR LOS DERECHOS ASOCIADOS A LAS ACCIONES ORDINARIAS Y LIMITACIONES PARA LA ADQUISICIÓN DE LAS MISMAS POR PARTE DE LOS ACCIONISTAS.	44
	1. Proceso requerido para cambiar los derechos de las Acciones Ordinarias.	44
	2. Limitaciones para adquirir las Acciones Ordinarias.	44
R.	CONVOCATORIAS A LAS ASAMBLEAS ORDINARIAS Y EXTRAORDINARIAS DE ACCIONISTAS.	45
S.	CONVENIOS QUE AFECTAN EL CAMBIO EN EL CONTROL DEL EMISOR.	46
T.	FIDEICOMISOS EN LOS QUE SE LIMITAN LOS DERECHOS CORPORATIVOS QUE CONFIEREN LAS ACCIONES ORDINARIAS.	47
U.	CLÁUSULAS ESTATUTARIAS O ACUERDOS ENTRE ACCIONISTAS QUE LIMITEN O RESTRINJAN A LA ADMINISTRACIÓN DE LA COMPAÑÍA O A SUS ACCIONISTAS.	47
V.	RESTRICCIONES PARA LA NEGOCIACIÓN.	47
W.	HISTÓRICO DE LA COTIZACIÓN PROMEDIO Y VOLUMEN TRANSADO DE NUESTRAS ACCIONES.	47
	CAPÍTULO 2. CONDICIONES DE LA OFERTA Y DE LA COLOCACIÓN.	49
A.	PLAZO DE COLOCACIÓN DE LAS ACCIONES ORDINARIAS Y VIGENCIA DE LA OFERTA.	49
B.	MODALIDAD PARA ADELANTAR LA OFERTA.	49
C.	MEDIOS A TRAVÉS DE LOS CUALES SE FORMULARÁ LA OFERTA DE LAS ACCIONES ORDINARIAS.	49
D.	PROCEDIMIENTO DE CONSTRUCCIÓN DEL LIBRO DE OFERTAS.	¡Error! Marcador no definido.
E.	MERCADO SECUNDARIO Y METODOLOGÍA DE VALORACIÓN.	54
	PARTE II - INFORMACIÓN DEL EMISOR.	55
	CAPÍTULO 1. INFORMACIÓN GENERAL.	55
A.	RAZÓN SOCIAL, SITUACIÓN LEGAL, DURACIÓN Y CAUSALES DE DISOLUCIÓN.	55
B.	SUPERVISIÓN SOBRE EL EMISOR.	55
	1. Leyes y Regulaciones.	55
	2. Marco Institucional.	56
C.	DOMICILIO SOCIAL PRINCIPAL Y DIRECCIÓN PRINCIPAL.	58
D.	OBJETO SOCIAL PRINCIPAL.	58
E.	RESEÑA HISTÓRICA.	59
F.	COMPOSICIÓN ACCIONARIA E INFORMACIÓN SOBRE NUESTROS PRINCIPALES ACCIONISTAS.	61
	1. Composición Accionaria.	61
	2. Información sobre nuestros principales accionistas.	61
G.	PRÁCTICAS DE GOBIERNO CORPORATIVO.	63
H.	NUESTRA POLITICA DE DIVIDENDOS.	64
	CAPÍTULO 2. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL EMISOR.	67
A.	ESTRUCTURA ORGÁNICA DEL EMISOR.	67
B.	JUNTA DIRECTIVA.	67
C.	MECANISMOS ADOPTADOS PARA GARANTIZAR INDEPENDENCIA.	73
D.	VINCULACIÓN DE LOS MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA CON LA SOCIEDAD O SUS SOCIEDADES VINCULADAS.	74
E.	PERSONAL DIRECTIVO.	74
F.	PERSONAS QUE EJERCEN LA REVISORÍA FISCAL.	77
G.	PARTICIPACIÓN ACCIONARIA DE LOS MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA Y FUNCIONARIOS DIRECTIVOS EN EL EMISOR.	78

H.	CONVENIOS O PROGRAMAS PARA OTORGAR PARTICIPACIÓN A LOS EMPLEADOS EN EL CAPITAL DEL EMISOR.....	78
J.	SOCIEDADES SUBORDINADAS.....	81
K.	RELACIONES LABORALES.....	87
	CAPÍTULO 3. ASPECTOS RELACIONADOS CON NUESTRA ACTIVIDAD PRODUCCIÓN E INGRESOS OPERACIONALES.....	88
A.	DEPENDENCIA DE LOS PRINCIPALES PROVEEDORES Y CLIENTES SUPERIOR AL 20%.....	88
B.	NUESTRAS PRINCIPALES ACTIVIDADES PRODUCTIVAS Y DE VENTAS.....	88
	1. Visión General.....	88
	2. Fortalezas Competitivas.....	90
	3. Estrategia de Negocios.....	93
	4. Operaciones en Colombia.....	94
	4.1. Transmisión de Electricidad.....	95
	4.2. Servicios de Conexión.....	97
	4.3. Servicios de Telecomunicaciones.....	97
	4.4. Operación de Despacho de Electricidad y Sistemas de Liquidación y Compensación.....	98
	5. Operaciones en Brasil.....	101
	6. Operaciones en Perú.....	101
	7. Operaciones en Bolivia.....	104
C.	INDUSTRIA DE TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD.....	106
	1. Colombia.....	106
	1.1. Generalidades.....	106
	1.2. Separación Funcional del Sector Eléctrico.....	106
	1.3. El Mercado de la Electricidad.....	107
	1.4. Pago y distribución de los Ingresos Regulados.....	109
	1.5. Sistema de Garantías.....	109
	1.6. Demanda.....	110
	1.7. Oferta.....	111
	1.8. Transmisión de Electricidad.....	112
	1.9. Ingresos Regulados.....	116
	1.10. Ingreso por Conexión.....	121
	2. Brasil.....	121
	2.1. Generalidades del sector.....	121
	2.2. Leyes y Regulaciones.....	124
	2.3. Marco Institucional.....	128
	2.4. Ingresos Regulados.....	130
	3. Perú.....	138
	3.1. Generalidades del sector.....	138
	3.2. Leyes y Regulaciones.....	138
	3.3. Marco Institucional.....	139
	3.4. Ingresos Regulados.....	140
	4. Bolivia.....	141
	4.1. Generalidades del Sector.....	141
	4.2. Marco Institucional.....	142
	4.3. Ingresos Regulados.....	142
	CAPÍTULO 4 – INFORMACIÓN FINANCIERA.....	144
A.	CAPITAL AUTORIZADO, SUSCRITO Y PAGADO DEL EMISOR, SEÑALANDO EL NÚMERO DE ACCIONES EN CIRCULACIÓN Y LAS RESERVAS.....	144
B.	OFERTAS PÚBLICAS DE ADQUISICIÓN DE ACCIONES DEL EMISOR CELEBRADAS EN EL ÚLTIMO AÑO.....	144
C.	PROVISIONES Y RESERVAS PARA LA READQUISICIÓN DE ACCIONES.....	144
D.	INFORMACIÓN SOBRE DIVIDENDOS:.....	144
	1. Política de dividendos de la sociedad.....	145
	2. Utilidad neta y dividendos decretados correspondientes a los tres (3) últimos años.....	145
	3. Información relacionada.....	146
	3.1. Utilidad neta por acción.....	146
	3.2. Dividendo por acción y forma de pago.....	146

3.3.	Valor patrimonial de la acción.....	147
3.4.	Precio promedio y al cierre anual en bolsa de la acción.....	147
3.5.	Precio al cierre en bolsa/utilidad por acción.	148
3.6.	Precio al cierre en bolsa/dividendo por acción.	148
3.7.	Valor patrimonial/utilidad por acción.....	148
3.8.	Valor patrimonial/dividendo por acción.....	148
3.9.	Precio al cierre en bolsa/valor patrimonial.	148
E.	INFORMACIÓN SOBRE LA GENERACIÓN DE EBITDA EN LOS TRES (3) ÚLTIMOS AÑOS Y AL CORTE DE SEPTIEMBRE.....	148
F.	EVOLUCIÓN DEL CAPITAL SOCIAL EN LOS TRES (3) ÚLTIMOS AÑOS.....	149
G.	OBLIGACIONES CONVERTIBLES.....	150
H.	PRINCIPALES ACTIVOS DEL EMISOR.....	150
1.	Principales activos e inversiones.....	150
1.1.	Principales cuentas del activo.	151
2.	Política de manejo de inversiones.....	157
I.	INVERSIONES QUE EXCEDEN EL 10% DEL TOTAL DE ACTIVOS DEL EMISOR.....	157
J.	RESTRICCIONES PARA LA VENTA DE LOS ACTIVOS QUE CONFORMAN EL PORTAFOLIO DE INVERSIONES DEL EMISOR.....	158
1.	Restricciones estatutarias.....	158
2.	Otras restricciones.....	159
K.	PRINCIPALES INVERSIONES EN CURSO DE REALIZACIÓN.....	160
L.	COMPROMISOS EN FIRME PARA LA ADQUISICIÓN DE INVERSIONES FUTURAS..	160
M.	DESCRIPCIÓN DE LOS ACTIVOS FIJOS.....	160
N.	PATENTES, MARCAS Y OTROS DERECHOS DE PROPIEDAD DEL EMISOR QUE ESTÁN SIENDO USADAS BAJO CONVENIOS CON TERCERAS PERSONAS, SEÑALANDO REGALÍAS GANADAS Y PAGADAS.....	163
O.	INFORMACIÓN SOBRE CUALQUIER PROTECCIÓN GUBERNAMENTAL E INVERSIÓN DE FOMENTO QUE AFECTE AL EMISOR.....	163
P.	OPERACIONES CON VINCULADOS, CELEBRADAS DURANTE EL AÑO INMEDIATAMENTE ANTERIOR.....	163
1.	Información general.....	163
2.	Principales transacciones con vinculados económicos.....	164
Q.	CRÉDITOS O CONTINGENCIAS QUE REPRESENTEN EL CINCO POR CIENTO (5%) O MÁS DEL PASIVO TOTAL DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DEL ÚLTIMO EJERCICIO.....	166
R.	OBLIGACIONES FINANCIERAS DE LA ENTIDAD EMISORA AL CORTE DEL TRIMESTRE CALENDARIO INMEDIATAMENTE ANTERIOR.....	167
S.	PROCESOS RELEVANTES CONTRA LA SOCIEDAD EMISORA.....	168
T.	VALORES INSCRITOS EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES Y EMISORES..	171
U.	TÍTULOS DE DEUDA EN CURSO QUE SE HAYAN OFRECIDO PÚBLICAMENTE Y SE ENCUENTREN SIN REDIMIR.....	171
1.	Ofertas locales.....	171
2.	Oferta de bonos de ISA Capital.....	174
V.	GARANTÍAS REALES OTORGADAS A FAVOR DE TERCEROS.....	175
W.	EVALUACIÓN CONSERVADORA DE LAS PERSPECTIVAS DEL EMISOR.....	176
1.	Estrategia de crecimiento Grupo ISA.....	176
2.	Oportunidades de inversión en el mediano plazo.....	177
CAPÍTULO 5 – COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LOS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN Y LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR Y SUS SUBORDINADAS.....		178
A.	TENDENCIAS, COMPROMISOS O ACONTECIMIENTOS CONOCIDOS QUE PUEDAN O VAYAN A AFECTAR SIGNIFICATIVAMENTE LA LIQUIDEZ DEL EMISOR, SUS RESULTADOS DE OPERACIÓN O SU SITUACIÓN FINANCIERA.....	178
1.	Aspectos Generales.....	178
2.	Ingresos Regulados.....	178
3.	Ingresos Regulados por activos disponibles para el STN antes de enero de 2000.....	179

4. Ingresos Regulados por activos disponibles para el STN después de enero de 2000.	181
5. Revisión de la metodología para el cálculo de los ingresos relacionados con activos puestos en operación antes enero de 2000 (no sometidos a convocatoria).	181
6. Pago y asignación de los ingresos regulados.	183
7. Sistema de garantía.	183
8. Crecimiento económico.	184
B. COMPORTAMIENTO DEL ÚLTIMO AÑO DE LOS INGRESOS OPERACIONALES.	184
1. Presentación y comparación de nuestros Estados de Resultados Consolidados.	184
2. Principales partidas.	185
3. Estados de resultados consolidados.	188
C. CAMBIOS SIGNIFICATIVOS EN VENTAS, COSTO DE VENTAS, GASTOS DE OPERACIÓN, COSTO INTEGRAL DE FINANCIAMIENTO, IMPUESTOS Y UTILIDAD NETA (CIFRAS CONSOLIDADAS).	193
1. Periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007, comparado con e cierre a 30 de septiembre de 2006.	194
1.1. Ingresos operacionales.	194
1.2. Costos y gastos operacionales.	195
1.3. Utilidad operacional.	195
1.4. Ingresos (gastos) no operacionales.	195
1.5. Utilidad (pérdida) no operacional.	196
1.6. Participación minoritaria.	197
1.7. Utilidad neta.	197
1.8. Utilidad neta por acción.	197
2. Año con cierre a 31 de diciembre de 2006 comparado con el año con cierre a 31 de diciembre de 2005.	197
2.1. Ingresos operacionales.	197
2.2. Costos y gastos operacionales.	199
2.3. Utilidad operacional.	199
2.4. Ingresos (gastos) no operacionales.	199
2.5. Pérdida no operacional.	200
2.6. Participación minoritaria.	200
2.7. Utilidad neta.	201
2.8. Utilidad neta por acción.	201
3. Año con cierre a 31 de diciembre de 2005 comparado con el año con cierre a 31 de diciembre de 2004.	201
3.1. Ingresos operacionales.	201
3.2. Costos y gastos operacionales.	202
3.3. Utilidad operacional.	203
3.4. Ingresos (gastos) no operacionales.	203
3.5. Utilidad (pérdida) no operacional.	203
3.6. Participación minoritaria.	204
3.7. Utilidad neta.	204
3.8. Utilidad neta por acción.	204
D. PASIVO PENSIONAL Y CARGA PRESTACIONAL.	205
1. Pensiones de jubilación a cargo del emisor.	205
2. Beneficios extralegales otorgados por el emisor.	205
3. Obligaciones laborales del emisor.	206
4. Cifras consolidadas.	206
E. IMPACTO DE LA INFLACIÓN Y DE LAS FLUCTUACIONES EN EL TIPO DE CAMBIO.	208
F. PRÉSTAMOS E INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA.	210
1. Obligaciones financieras en moneda extranjera.	210
2. Contratos de crédito significativos en moneda extranjera.	212
3. Inversiones en moneda extranjera.	213
4. Instrumentos de cobertura.	214
G. RESTRICCIONES ACORDADAS CON LAS SUBORDINADAS PARA TRANSFERIR RECURSOS A LA SOCIEDAD.	214
H. INFORMACIÓN SOBRE EL NIVEL DE ENDEUDAMIENTO AL FINAL DE LOS 3 ÚLTIMOS EJERCICIOS FISCALES.	215

1. Bonos en circulación.....	215
2. Obligaciones Financieras.....	216
I. INFORMACIÓN SOBRE LOS CRÉDITOS O DEUDAS FISCALES QUE EL EMISOR MANTENGA EN EL ÚLTIMO EJERCICIO FISCAL.....	217
J. INFORMACIÓN RELATIVA A LAS INVERSIONES EN CAPITAL QUE SE TENÍAN COMPROMETIDAS AL FINAL DEL ÚLTIMO EJERCICIO Y DEL ÚLTIMO TRIMESTRE REPORTADO, ASÍ COMO DEL DETALLE ASOCIADO A DICHAS INVERSIONES Y LA FUENTE DE FINANCIAMIENTO NECESARIA.....	218
K. EXPLICACIÓN DE LOS CAMBIOS IMPORTANTES OCURRIDOS EN LAS PRINCIPALES CUENTAS DEL BALANCE DEL ÚLTIMO EJERCICIO.....	218
1. Respecto del emisor.....	218
2. Respecto del grupo.....	219
3. Tendencia general de las cuentas del balance en los tres (3) últimos ejercicios.....	222
CAPÍTULO 6 – ESTADOS FINANCIEROS.....	224
A. RESUMEN DE INFORMACIÓN FINANCIERA.....	224
B. ESTADOS FINANCIEROS BÁSICOS CORRESPONDIENTES A LOS TRES (3) ÚLTIMOS AÑOS.....	225
C. BALANCE Y ESTADO DE RESULTADOS DEL EMISOR A CORTE DEL TRIMESTRE CALENDARIO INMEDIATAMENTE ANTERIOR A LA FECHA DE PRESENTACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN.....	226
D. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DEL EMISOR A CORTE DEL ÚLTIMO EJERCICIO ANUAL APROBADO.....	239
A. FACTORES MACROECONÓMICOS QUE AFECTEN LA RENTABILIDAD REAL DEL VALOR QUE SE OFRECE.....	241
B. DEPENDENCIA EN PERSONAL CLAVE (ADMINISTRADORES).....	241
C. DEPENDENCIA EN UN SOLO SEGMENTO DE NEGOCIO.....	241
D. INTERRUPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DEL EMISOR, QUE HUBIERE SIDO OCASIONADA POR FACTORES DIFERENTES A LAS RELACIONES LABORALES.....	242
E. AUSENCIA DE UN MERCADO SECUNDARIO PARA LOS VALORES OFRECIDOS.....	242
F. AUSENCIA DE UN HISTORIAL RESPECTO DE LAS OPERACIONES DEL EMISOR.....	242
G. OCURRENCIA DE RESULTADOS OPERACIONALES NEGATIVOS, NULOS O INSUFICIENTES EN LOS ÚLTIMOS 3 AÑOS.....	243
H. INCUMPLIMIENTOS EN EL PAGO DE PASIVOS BANCARIOS Y BURSÁTILES.....	243
I. LA NATURALEZA DEL GIRO DEL NEGOCIO QUE REALIZA O QUE PRETENDE REALIZAR EL EMISOR.....	243
J. RIESGOS GENERADOS POR CARGA PRESTACIONAL, PENSIONAL, SINDICATOS.....	247
1. Pensiones de jubilación.....	247
2. Beneficios extralegales.....	248
3. Sindicatos.....	248
K. RIESGOS DE LA ESTRATEGIA ACTUAL DEL EMISOR.....	249
L. VULNERABILIDAD DEL EMISOR ANTE VARIACIONES EN LA TASA DE INTERÉS Y/O TASA DE CAMBIO.....	250
M. DEPENDENCIA DEL NEGOCIO RESPECTO A LICENCIAS, CONTRATOS, MARCAS, PERSONAL CLAVE Y DEMÁS VARIABLES, QUE NO SEAN DE PROPIEDAD DEL EMISOR.....	251
N. SITUACIONES RELATIVAS A LOS PAÍSES EN LOS QUE OPERA EL EMISOR.....	253
1. Aspectos Generales.....	253
2. Riesgos relacionados con nuestras operaciones en Brasil.....	255
O. ADQUISICIÓN DE ACTIVOS DISTINTOS A LOS DEL GIRO NORMAL DEL NEGOCIO DEL EMISOR.....	264
P. VENCIMIENTO DE CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO.....	265
Q. IMPACTO DE LAS REGULACIONES Y NORMAS QUE ATAÑEN AL EMISOR Y DE POSIBLES CAMBIOS EN LAS MISMAS.....	265
R. IMPACTO DE DISPOSICIONES AMBIENTALES.....	270
S. EXISTENCIA DE CRÉDITOS QUE OBLIGUEN AL EMISOR A CONSERVAR DETERMINADAS PROPORCIONES EN SU ESTRUCTURA FINANCIERA.....	271

T.	OPERACIONES A REALIZAR QUE PODRÍAN AFECTAR EL DESARROLLO NORMAL DEL NEGOCIO.	272
U.	FACTORES POLÍTICOS, TALES COMO INESTABILIDAD SOCIAL, ESTADO DE EMERGENCIA ECONÓMICA, ETC.	272
V.	COMPROMISOS CONOCIDOS POR EL EMISOR, QUE PUEDEN SIGNIFICAR UN CAMBIO DE CONTROL EN SUS ACCIONES.	274
W.	DILUCIÓN POTENCIAL DE INVERSIONISTAS.....	274
X.	RIESGOS RELACIONADOS CON LA COBERTURA DE SEGUROS.	275
Y.	CAMBIOS EN LAS NORMAS TRIBUTARIAS.....	275
Z.	LITIGIOS PENDIENTES.	276
PARTE III – ANEXOS.....		277
A.	ESTADOS FINANCIEROS. ¡Error! Marcador no definido.	
PARTE IV - CERTIFICACIONES.....		277
A.	CONSTANCIAS DE DEBIDA DILIGENCIA.	277
	1. Constancia del Representante Legal del Emisor.....	277
	2. Constancia del Revisor Fiscal.	277

GLOSARIO

A. Términos del Mercado de Valores.

Acciones Ordinarias	Son cada una de las cincuenta y seis millones trescientas noventa y cuatro mil doscientas once (56.394.211) Acciones Ordinarias que ofrecemos al público en general y que están inscritas en el RNVE y en la BVC.
Aceptación de Oferta.....	Es la declaración de voluntad irrevocable y unilateral por medio de la cual el inversionista formula una orden de compra de las Acciones Ordinarias y se obliga a suscribir y pagar las acciones que acepta adquirir en los términos del Reglamento de Emisión y Colocación y el presente Prospecto de Información. Las órdenes de demanda registradas al cierre del Periodo de Construcción del Libro de Ofertas que igualen o superen el Precio de Suscripción, se entenderán automáticamente como órdenes de compra a partir de la publicación del Aviso Complementario de Oferta Pública.
Administrador del Libro	Es TODO1 COLOMBIA S.A. entidad encargada de llevar el Libro de Ofertas que contiene las órdenes de demanda que reciban los Colocadores durante el Período de Apertura del Libro, según los términos y condiciones del presente Prospecto.
Aviso Complementario de Oferta Pública	Es la comunicación dirigida a los Destinatarios de la Oferta que será publicada en un diario de amplia circulación nacional, mediante la cual se informa la decisión de la Junta Directiva de formalizar o no la Oferta Pública, el Precio de Suscripción y el tamaño de la emisión, si hay lugar a ello.
Aviso de Oferta Pública Mediante Construcción del Libro de Ofertas o Aviso de Oferta Pública	Es la comunicación dirigida a los Destinatarios de la Oferta que será publicada en un diario de amplia circulación nacional, mediante la cual se informa la fecha y hora de apertura y cierre del Libro de Ofertas, el Procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas y el Reglamento de Emisión y Colocación de las Acciones Ordinarias.
Beneficiario Real	Tiene el alcance que le atribuye la Resolución 400 de 1995 de la antigua Sala General de la Superintendencia de Valores, hoy SFC y las

	demás normas que la sustituyan, modifiquen, adicionen o complementen.
BVC	Bolsa de Valores de Colombia S.A.
Capitalización Bursátil	Es el valor dado a una sociedad inscrita en bolsa. Se calcula multiplicando el precio de cotización de cada acción por el número de acciones que componen el capital de la respectiva sociedad inscrita.
Colocadores	Son las sociedades líderes: Corficolombiana S.A., Casa de Bolsa Corficolombiana S.A. e Interbolsa S.A. y las sociedades comisionistas de bolsa que éstas subcontraten exclusivemente para ampliar la cobertura a personas naturales y personas jurídicas distintas a instituciones financieras y demás entidades vigiladas por la SFC.
Colocadores Líderes	Son Corficolombiana S.A., Casa de Bolsa Corficolombiana S.A. e Interbolsa S.A.
DECEVAL.....	Es el Depósito Centralizado de Valores S.A. entidad a través de la cual se depositarán y administrarán las Acciones Ordinarias.
Desmaterialización	Operación por medio de la cual un valor desaparece físicamente como tal, eliminando el riesgo de su manejo físico, de manera que su administración tiene lugar mediante registro electrónico.
Destinatarios de la Oferta.....	El público en general, incluyendo los fondos de pensiones y cesantías.
Dividendo.....	Valor decretado por nuestra Asamblea de Accionistas en favor de nuestros accionistas, en dinero o en acciones, como retribución por su inversión; se otorga en proporción a la cantidad de acciones poseídas y con recursos provenientes de nuestras utilidades y reservas.
Inversionista	Es todo Destinatario de la Oferta que presente una Aceptación de Oferta dentro del plazo y en los términos establecidos en el presente Prospecto de Información, con el fin de suscribir nuestras Acciones Ordinarias.
Ley de Circulación.....	Mecanismo o forma a través de la cual se transfiere la propiedad de un valor. Hay tres formas: 1. Al portador: con la sola entrega. 2. A la orden: mediante endoso y entrega. 3.

	Nominativa: endoso, entrega e inscripción ante el emisor.
	La Ley de Circulación de las Acciones Ordinarias es nominativa.
Libro de Ofertas o Libro.....	Es el libro donde se registrarán las órdenes de demanda de nuestras Acciones Ordinarias que cumplan con las condiciones establecidas en el presente Prospecto y que fueron recibidas por los Colocadores durante el Período de Construcción del Libro de Ofertas.
Monto Mínimo de Acciones	Es el monto de quinientas (500) acciones.
Oferta	Es la manifestación de venta de nuestras Acciones Ordinarias a los Destinatarios de la Oferta mediante el Procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas, a través de los Colocadores, con sujeción a la legislación colombiana y de conformidad con los términos establecidos en el presente Prospecto de Información.
Período de Construcción del Libro de Ofertas	Es el lapso de tiempo durante el cual estará abierto el Libro de Ofertas para la recepción y registro de las órdenes de demanda de nuestras Acciones Ordinarias y será de quince (15) días hábiles. Este período se surtirá con posterioridad a la autorización de la Oferta Pública por parte de la SFC e iniciará el día en que se publique el Aviso de Oferta Pública. La hora de su apertura y la fecha y hora de su cierre serán informadas a los Destinatarios de la Oferta mediante la publicación del Aviso de Oferta Pública.
Precio de Suscripción.....	Es el valor de cada Acción Ordinaria, el cual será determinado por nuestra Junta Directiva de acuerdo con el procedimiento de construcción del libro de ofertas según los términos del Decreto 3780 del 1 de octubre de 2007 y del presente Prospecto, que se publicará en el Aviso Complementario de Oferta Pública.
Procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas	Es el procedimiento según el cual el emisor puede determinar el precio, la distribución y asignación de los valores a emitir y el tamaño de la emisión a través del mercadeo, la promoción preliminar de los valores y la recepción y registro de órdenes de demanda en un libro de ofertas. El Procedimiento de

Construcción del Libro de Ofertas comprende dos etapas: 1. Construcción del libro de ofertas y 2. Asignación y distribución de las Acciones Ordinarias.

Prospecto de Información	Es el presente documento de información y sus anexos.
RNVE.....	Es el Registro Nacional de Valores y Emisores.
Reglamento de Emisión y Colocación	Es el reglamento de emisión y colocación de acciones que fue aprobado por nuestra Junta Directiva el 28 de septiembre de 2007, y posteriormente modificado por la Junta Directiva en sesión del 26 de octubre 2007.
SFC	Superintendencia Financiera de Colombia.

B. Términos técnicos y regulatorios.

ANEEL.....	La Agencia Nacional de Electricidad y Energía de Brasil (<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>).
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales de Colombia.
BMME.....	El Ministério de Minas y Energía de Brasil (<i>Ministério de Minas e Energia</i>).
BSE	Superintendencia de Electricidad de Bolivia.
BSIN	El sistema de Interconexión Nacional de Brasil (<i>Sistema Interligado Nacional</i>).
CGN.....	Contaduría General de la Nación de Colombia.
CGR.....	Contraloría General de la República de Colombia.
CND.....	Centro Nacional de Despacho de Electricidad de Colombia.
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga de Bolivia.

Código de Redes.....	El Código de Redes de Colombia promulgado de conformidad con la Resolución 025 del 13 de julio de 1995 de la CREG
COES	Comité de Operación Económica del Sistema de Perú.
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social de Colombia.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.
CRT	Comisión de Regulación de Telecomunicaciones de Colombia.
DANE.....	Departamento Administrativo Nacional de Estadística de Colombia.
DGAA	Dirección Jurídica de Aspectos Ambientales de Perú.
DNP	Departamento Nacional de Planeación de Colombia.
DOE/EIA.....	Departamento de Energía/Administración de Información de Energía de EE.UU.
GW	Gigavatio; un gigavatio es igual a 1,000 MW.
GWh	Gigavatio hora; un gigavatio hora representa una hora de consumo de electricidad a una tasa constante de 1 GW.
IPC.....	Índice de Precios al Consumidor certificado por el DANE.
IPCB	Índice de Precios al Consumidor de Bolivia.
IPP	Índice de Precios al Productor de Colombia certificado por el DANE.
ISO 9001	Certificación ISO 9001 expedida por la Organización Internacional para la Normalización (International Organization for Standardization ISO).
km.....	Kilómetro.
kV	kilovoltio; un kilovoltio es igual a mil voltios;

	unidad de tensión eléctrica.
kW	kilovatio; un kilovatio es una unidad de energía que representa la tasa a la cual la energía se produce.
kWh	Kilovatio hora; un kilovatio hora representa una hora de consumo o producción de electricidad a una tasa constante de 1 kW.
MAVDT	Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial de Colombia.
MEM	Mercado de Energía Mayorista de Colombia.
MEMP	Ministerio de Energía y Minas de Perú.
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia.
Mi	Milla.
MME	Ministerio de Minas y Energía de Colombia.
MVA	Megavoltio amperio; unidad usada para medir la capacidad de un transformador.
Mvar	megavar; megavoltio amperio reactivo, unidad usada para medir la capacidad de compensación de un transformador.
MW	Megavatio: un megavatio es una unidad de energía que representa la tasa a la que la electricidad se produce igual a 1,000kW.
MWh	Megavatio hora; un megavatio hora representa una hora de consumo de electricidad a una velocidad constante de 1 MW.
ONS	El Operador Nacional de Brasil del Sistema Eléctrico.
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (autoridad regulatoria de la electricidad en Perú).
PAAG	Porcentaje de Ajuste del Año Gravable de Colombia.
PCGA	Principios Contables Generalmente Aceptados..

PCMA	Porcentaje de Compensación Mensual del Activo.
PCSA.....	Porcentaje de Compensación Semanal del Activo.
PPI.....	Índice de Precios al Productor de Estados Unidos.
SDL.....	Sistemas de Distribución Local de Colombia. Estos sistemas están compuestos de líneas de transmisión eléctrica con tensión inferior a 57.5 KV que se usan para distribuir electricidad localmente a consumidores finales.
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú.
SIC.....	Sistema de Intercambio Comercial (sistema de liquidación y compensación para el MEM).
SIEPAC	Sistema de Interconexión de los Países de América Central.
SIN.....	Sistema Interconectado Nacional de Colombia, que está integrado por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas, el STN, varios STRs y SDLs conectados al STN, y las cargas eléctricas de los usuarios.
SINB	Sistema Interconectado Nacional de Bolivia.
SMLMV.....	Salario Mínimo Legal Mensual Vigente en Colombia.
SSPD.....	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de Colombia.
STN	Sistema de Transmisión Nacional de Colombia conformado por todas las líneas de transmisión de electricidad con tensión de 220 KV o más, que son de propiedad de todas las compañías de transmisión de electricidad que conforman el STN.
STR	Sistema de Transmisión Regional de Colombia. Estas redes están conformadas por líneas de transmisión de electricidad con tensión inferior a 220 KV y mayor o igual 57.5 kV utilizadas para la distribución de electricidad a nivel regional.

TRM.....	Tasa Representativa del Mercado en Colombia.
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia.
Usuarios No Regulados	Consumidores de energía en Colombia que tienen un pico de demanda mayor de 0.1 MW o un consumo mínimo mensual mayor a 55.0 MWh.
VRN	Valor de Reposición a Nuevo.
WPI.....	Índice de precios de ventas al por mayor de Estados Unidos.

PARTE I - DE LOS VALORES

CAPÍTULO 1. CARACTERÍSTICAS DE LOS TÍTULOS, CONDICIONES Y REGLAS DE LA EMISIÓN.

A. CLASE DE VALORES OFRECIDOS, DERECHOS QUE INCORPORAN LOS VALORES Y LEY DE CIRCULACIÓN

1. Clase de valor ofrecido

Estamos ofreciendo al público en general Acciones Ordinarias emitidas por nosotros, nominativas, libremente negociables y transferibles mediante anotación en cuenta, con sujeción a los términos establecidos en nuestros Estatutos Sociales. Las Acciones Ordinarias serán ofrecidas mediante oferta pública en el mercado primario.

2. Derechos que otorgan nuestras Acciones Ordinarias.

Derechos de Voto.

Cada Acción Ordinaria faculta al titular de la misma a un voto en cualquier asamblea general de accionistas. Las asambleas generales de accionistas pueden ser asambleas ordinarias o extraordinarias. Las asambleas generales ordinarias se llevan a cabo mínimo una vez al año, a más tardar el primero de abril de ese año para decidir sobre nuestros informes, cuentas y estados financieros del año fiscal anterior, para elegir a los miembros de la Junta Directiva y al revisor fiscal y para decidir sobre la política de dividendos y el reparto de utilidades del año fiscal anterior, si las hubiere, así como sobre ganancias retenidas de años fiscales anteriores. Los miembros de la Junta Directiva son elegidos mediante el método de cuociente electoral.

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 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 miembros de Junta Directiva a elegir. El cuociente que resulte es el número de votos necesarios para elegir cada miembro de Junta Directiva 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 miembro de Junta Directiva, entonces el cargo o cargos restantes de la Junta Directiva se llenarán eligiendo al nominado residual más alto del 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 de 2005, en adelante 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.

Las asambleas generales extraordinarias de accionistas pueden celebrarse cuando sean debidamente convocadas para un propósito o propósitos específicos con cinco días calendario de anticipación, o sin previo aviso, cuando se encuentran presentes en la reunión los accionistas que

representan todas las acciones suscritas. El quórum tanto para asambleas generales ordinarias como extraordinarias corresponde a un número plural de accionistas que representen por lo menos la mitad más una de las acciones suscritas. Si no hay suficiente quórum, se convocará a una segunda reunión posterior donde la presencia de por lo menos dos accionistas constituye el quórum, independientemente del número de acciones representadas. De acuerdo con la ley colombiana y nuestros Estatutos, las asambleas generales podrán ser convocadas por la Junta Directiva, el Gerente General, el revisor fiscal y los accionistas que representen por lo menos el 20% del capital suscrito.

Salvo que la ley o nuestros Estatutos exijan una mayoría especial, se podrán tomar decisiones en una asamblea general mediante el voto de un número plural de accionistas que representen la mitad más uno de los votos presentes en la correspondiente asamblea de accionistas. De conformidad con la ley Colombiana y nuestros Estatutos, se requieren mayorías especiales para tomar las siguientes decisiones: (i) un voto favorable de mínimo el 70% de las Acciones Ordinarias representadas en la reunión para aprobar la emisión de acciones sin sujeción al derecho de preferencia en favor de nuestros accionistas; (ii) un voto favorable de mínimo el 78% de las acciones representadas en la reunión de accionistas para distribuir utilidades en porcentajes inferiores a los porcentajes mínimos fijados en la ley; y (iii) un voto favorable de mínimo el 80% de las acciones representadas en la reunión para aprobar el pago de un dividendo de acciones.

Los accionistas pueden otorgar poder a terceros para que los representen en las asambleas generales de accionistas, indicando el nombre del apoderado, la persona en quien éste puede sustituirlo, si es del caso, y la fecha o época de la reunión o reuniones para las cuales se otorga el poder. Los poderes se pueden enviar a la compañía por fax o por medios electrónicos.

Los administradores de la compañía en ejercicio de sus cargos no pueden representar acciones que no sean las propias en la Asamblea General de Accionistas, salvo en los casos de representación legal.

Derecho de Inspección.

Por lo menos una vez al año, a más tardar el primero de abril de ese año, la Asamblea General de Accionistas se debe reunir en sesión ordinaria para decidir sobre nuestros informes, cuentas y estados financieros del año fiscal anterior, elegir a los miembros de la Junta Directiva y al revisor fiscal y para decidir sobre la distribución de dividendos y el reparto de utilidades del año fiscal anterior, si las hubiere, así como sobre ganancias retenidas de años fiscales anteriores. Los titulares de nuestras Acciones Ordinarias tendrán derecho a inspeccionar libremente nuestros libros y papeles sociales dentro de los quince días hábiles anteriores a las reuniones donde se examinen los estados financieros de fin de ejercicio.

Dividendos

Los titulares de las Acciones Ordinarias, una vez aprobados los estados financieros, deben decidir sobre el reparto de nuestras utilidades susceptibles de reparto, si las hubiere, para el año anterior mediante decisión adoptada con el voto favorable de un número plural de accionistas que representen la mitad más una de las Acciones Ordinarias representadas en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, previa recomendación de la Junta Directiva y nuestro Gerente General. Según la ley Colombiana y nuestros Estatutos, debemos distribuir como mínimo el 50% de nuestras utilidades líquidas a todos nuestros accionistas, calculadas después del pago de impuestos de renta, la creación de la reserva legal y otras reservas, y de enjugar las pérdidas de los años fiscales anteriores. El requerimiento de dividendo mínimo del 50% puede condonarse mediante el voto de los titulares de mínimo el 78% de las Acciones Ordinarias representadas en la Asamblea de Accionistas.

De conformidad con nuestros Estatutos y la ley Colombiana, el 10% de nuestras utilidades netas anuales debe destinarse a la creación de una reserva legal hasta que dicha reserva sea equivalente por lo menos al 50% de nuestro capital suscrito. Todas las Acciones Ordinarias totalmente pagadas y en circulación al momento de declararse un dividendo u otro reparto tendrán derecho a la participación proporcional de dicho dividendo u otro reparto. Las Acciones Ordinarias parcialmente pagadas participan en un dividendo o reparto en la misma proporción en que han sido pagadas dichas acciones al momento del dividendo o reparto.

El pago de dividendos en acciones requiere la aprobación de los tenedores del 80% de las Acciones Ordinarias presentes en una reunión de la Asamblea General de Accionistas.

Los dividendos declarados sobre las Acciones Ordinarias serán pagados a los accionistas inscritos, según como aparece en el libro de registro de accionistas que conservamos, en las fechas de registro correspondientes que inicialmente serán las mismas a las fechas correspondientes de pago de dividendos.

En nuestra última Asamblea General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de marzo de 2007, los accionistas autorizaron el pago de dividendos sobre las Acciones Ordinarias respecto del año fiscal que termina en diciembre 31 de 2006 por Col\$130,466 millones. Los dividendos autorizados de esa manera serán pagados en 4 cuotas, en abril, julio, octubre de 2007 y enero de 2008. Adicionalmente, el 30 de marzo de 2007 la Asamblea de Accionistas autorizó la creación de una reserva en un monto de Col\$2,993.52 millones que se utilizará para financiar el pago de un dividendo hasta por Col\$96 por Acción Ordinaria a los compradores de las Acciones Ordinarias. Este dividendo será pagado en tres cuotas de Col\$32 cada una, el 18 de julio de 2007, el 18 de octubre de 2007 y el 18 de enero de 2008. En el evento en que la suscripción y pago de las Acciones Ordinarias se realice después del 18 de julio de 2007, fecha prevista para el pago de la primera cuota de este dividendo, se pagarán únicamente las cuotas segunda y tercera. De la misma manera, si la suscripción y pago de las Acciones se realiza después del 18 de octubre de 2007, fecha prevista para el pago de la segunda cuota del dividendo, se pagará únicamente la tercera cuota. Ver “Nuestra política de Dividendos”.

Derechos al momento de liquidación.

Entraremos en causal de disolución si (i) estamos imposibilitados para llevar a cabo nuestro objeto social, (ii) tenemos menos de dos accionistas, (iii) la Asamblea General de Accionistas así lo decide con el voto favorable de los accionistas que representan más del 50% de las acciones representadas en la reunión, (iv) una autoridad competente así lo decide, (v) ocurren pérdidas que reduzcan el patrimonio neto por debajo del 50% de nuestro capital suscrito, o (vi) ocurren los demás casos expresamente establecidos por ley y los Estatutos. Al momento de nuestra disolución la SSPD podrá tomar control de nosotros con el propósito de asegurar la continuidad en la prestación del servicio de transmisión eléctrica, bien sea para administrarnos o para liquidarnos.

En caso de liquidación, los tenedores de las Acciones Ordinarias totalmente pagadas tendrán derecho a recibir una parte proporcional de los activos sociales una vez pagado nuestro pasivo externo. Los tenedores de Acciones Ordinarias pagadas parcialmente tendrán derecho a recibir una parte proporcional al valor efectivamente pagado.

Derecho de negociación.

Los tenedores de las Acciones Ordinarias tendrán derecho a negociar libremente nuestras Acciones Ordinarias según los términos de nuestros Estatutos.

Derechos de preferencia y otras disposiciones contra la dilución.

De conformidad con las disposiciones del Código de Comercio, estamos autorizados a tener un monto de capital suscrito inferior al capital autorizado contemplado en nuestros Estatutos. Bajo ese sistema, la Asamblea General de Accionistas determina el monto de nuestro capital autorizado. Al momento de constituir una compañía Colombiana, su capital suscrito debe representar por lo menos el 50% del capital autorizado. Cualquier aumento en el capital autorizado o disminuciones en el capital suscrito debe ser aprobado mediante el voto afirmativo de dos o más accionistas que representen la mitad más una de las acciones presentes en una asamblea de accionistas.

La ley colombiana establece que cuando una compañía emita nuevas acciones de cualquier clase en circulación, debe ofrecer a los tenedores de cada clase de acciones el derecho a comprar un número de acciones de esa clase suficiente para mantener su porcentaje de participación existente sobre el agregado del capital social de la compañía. Estos derechos a favor de los accionistas se llaman derechos de preferencia en la suscripción de acciones.

La Asamblea General de Accionistas puede suspender el derecho de preferencia respecto de un incremento de capital específico mediante el voto favorable de un número plural de accionistas que representen mínimo el 50% más uno de las Acciones Ordinarias representadas en la reunión celebrada para tal efecto.

En caso que los tenedores de las Acciones Ordinarias aprueben una reducción en nuestro capital social mediante el voto afirmativo de más del 50% de las Acciones representadas en la reunión, la parte de nuestro capital representado por las Acciones Ordinarias se reducirá proporcionalmente, siempre y cuando la Superintendencia de Sociedades y el funcionario del trabajo competente así lo autoricen, en caso de haber reembolso efectivo de capital o el pasivo externo consista en prestaciones sociales respectivamente. Si se otorga dicha aprobación, los tenedores de las Acciones Ordinarias que hubieren votado en contra de la disminución de capital o que no estuvieren presentes en la reunión donde se votó al respecto, tendrán derecho a redimir dichas acciones siempre y cuando como resultado de la disminución se reduzca el valor patrimonial o nominal de la acción. El derecho de retiro debe ejercerse dentro de los 15 días siguientes a nuestra notificación sobre la reducción de nuestro capital social a los tenedores de Acciones Ordinarias disidentes o ausentes.

3. Ley de circulación y negociación secundaria.

Nuestras Acciones Ordinarias son títulos nominativos y se transferirán mediante anotaciones en cuenta o subcuentas de depósito de los tenedores en DECEVAL. Las enajenaciones y transferencias de los derechos individuales se harán mediante registros y sistemas electrónicos de datos, siguiendo el procedimiento establecido en el reglamento operativo de DECEVAL.

Nuestras Acciones Ordinarias tendrán mercado secundario a través de la BVC y podrán ser negociadas libremente por sus tenedores legítimos en los sistemas transaccionales de la BVC.

DECEVAL actuando en calidad de administrador de la emisión, al momento en que efectúe los registros o anotaciones en cuenta de depósito de los suscriptores de las Acciones Ordinarias, acreditará en la cuenta correspondiente las Acciones Ordinarias suscritas por el titular.

B. CANTIDAD DE VALORES OFRECIDOS, VALOR NOMINAL, PRECIO DE SUSCRIPCIÓN, INVERSIÓN MÍNIMA Y MONTO TOTAL DE LA OFERTA.

1. Cantidad de Acciones Ordinarias ofrecidas.

Ofrecemos públicamente cincuenta y seis millones trescientas noventa y cuatro mil doscientas once (56.394.211) Acciones Ordinarias.

2. Valor nominal de las Acciones Ordinarias.

Nuestras Acciones Ordinarias tienen un valor nominal de treinta y dos pesos coma ocho cero cero cero cero cinco tres cinco dos cero cero centavos (\$32,80000000535200) cada una.

3. Precio de suscripción de las Acciones Ordinarias.

El Precio de Suscripción por cada Acción Ordinaria es de siete mil setenta y seis pesos (\$7,076).

4. Inversión mínima.

Los Destinatarios de la Oferta de las Acciones Ordinarias interesados en invertir en nuestras Acciones Ordinarias deberán adquirir mínimo quinientas (500) Acciones Ordinarias. El monto mínimo de la inversión será el resultado de multiplicar quinientos (500) por el Precio de Suscripción.

5. Monto total de la Oferta.

Ofrecemos cincuenta y seis millones trescientas noventa y cuatro mil doscientas once (56.394.211) Acciones Ordinarias. El monto total de la Oferta es el resultado de multiplicar el número de Acciones Ordinarias que ofrecemos por el Precio de Suscripción.

En ningún caso el precio de cada Acción Ordinaria será inferior al valor nominal. La diferencia entre el valor nominal de cada Acción Ordinaria y el Precio de Suscripción de cada Acción Ordinaria se llevará a la cuenta de Superávit de Capital por Prima en Colocación de Acciones, no susceptible de distribución como dividendo.

C. CARACTERÍSTICAS DE LOS VALORES OFRECIDOS.

Nuestras Acciones Ordinarias le confieren a sus tenedores legítimos los siguientes derechos:

Derechos de Voto

Cada Acción Ordinaria faculta al titular de la misma a un voto en cualquier asamblea general de accionistas. Las asambleas generales de accionistas pueden ser ordinarias o extraordinarias. Las asambleas generales ordinarias se llevan a cabo mínimo una vez al año, a más tardar el primero de abril de ese año para decidir sobre nuestros informes, cuentas y estados financieros del año fiscal anterior, para elegir a los miembros de la Junta Directiva y al revisor fiscal y para decidir sobre la política de dividendos y el reparto de utilidades del año fiscal anterior, si las hubiere, así como sobre ganancias retenidas de años fiscales anteriores. Los miembros de la Junta Directiva son elegidos mediante el método de cuociente electoral.

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 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 miembros de Junta Directiva a elegir. El cuociente que resulte es el número de votos necesarios

para elegir cada miembro de Junta Directiva en particular. Cada vez que el número de votos emitidos por un grupo de nominados sea divisible por el cociente 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 cociente de votos necesarios para elegir un miembro de Junta Directiva, entonces el cargo o cargos restantes de la Junta Directiva se llenarán eligiendo al nominado residual más alto del 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 de 2005, en adelante 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.

Las asambleas generales extraordinarias de accionistas pueden celebrarse cuando sean debidamente convocadas para un propósito o propósitos específicos con cinco días calendario de anticipación, o sin previo aviso, cuando se encuentran presentes en la reunión los accionistas que representan todas las acciones suscritas. El quórum tanto para asambleas generales ordinarias como extraordinarias corresponde a un número plural de accionistas que representen por lo menos la mitad más una de las acciones suscritas. Si no hay suficiente quórum, se convocará a una segunda reunión posterior donde la presencia de por lo menos dos accionistas constituye el quórum, independientemente del número de acciones representadas. De acuerdo con la ley colombiana y nuestros Estatutos, las asambleas generales podrán ser convocadas por la Junta Directiva, el Gerente General, el revisor fiscal y los accionistas que representen por lo menos el 20% del capital suscrito.

Salvo que la ley o nuestros Estatutos exijan una mayoría especial, se podrán tomar decisiones en una asamblea general mediante el voto de un número plural de accionistas que representen la mitad más uno de los votos presentes en la correspondiente asamblea de accionistas. De conformidad con la ley Colombiana y nuestros Estatutos, se requieren mayorías especiales para tomar las siguientes decisiones: (i) un voto favorable de mínimo el 70% de las Acciones Ordinarias representadas en la reunión para aprobar la emisión de acciones sin sujeción al derecho de preferencia en favor de nuestros accionistas; (ii) un voto favorable de mínimo el 78% de las acciones representadas en la reunión de accionistas para distribuir utilidades en porcentajes inferiores a los porcentajes mínimos fijados en la ley; y (iii) un voto favorable de mínimo el 80% de las acciones representadas en la reunión para aprobar el pago de un dividendo de acciones.

Los accionistas pueden otorgar poder a terceros para que los representen en las asambleas generales de accionistas, indicando el nombre del apoderado, la persona en quien éste puede sustituirlo, si es del caso, y la fecha o época de la reunión o reuniones para las cuales se otorga el poder. Los poderes se pueden enviar a la compañía por fax o por medios electrónicos.

Los administradores de la compañía en ejercicio de sus cargos no pueden representar acciones que no sean las propias en la Asamblea General de Accionistas, salvo en los casos de representación legal.

Derecho de Inspección.

Por lo menos una vez al año, a más tardar el primero de abril de ese año, la Asamblea General de Accionistas se debe reunir en sesión ordinaria para decidir sobre nuestros informes, cuentas y estados financieros del año fiscal anterior, elegir a los miembros de la Junta Directiva y al revisor fiscal y para decidir sobre la distribución de dividendos y el reparto de utilidades del año fiscal anterior, si las hubiere, así como sobre ganancias retenidas de años fiscales anteriores. Los titulares de nuestras Acciones Ordinarias tendrán derecho a inspeccionar libremente nuestros libros y papeles sociales dentro de los quince días hábiles anteriores a las reuniones donde se examinen los estados financieros de fin de ejercicio.

Dividendos.

Los titulares de las Acciones Ordinarias, una vez aprobados los estados financieros, deben decidir sobre el reparto de nuestras utilidades susceptibles de distribución, si las hubiere, para el año anterior mediante decisión adoptada con el voto favorable de un número plural de accionistas que representen la mitad más una de las Acciones Ordinarias representadas en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, previa recomendación de la Junta Directiva y nuestro Gerente General. Según la ley Colombiana y nuestros Estatutos, debemos distribuir como mínimo el 50% de nuestras utilidades líquidas a todos nuestros accionistas, calculadas después del pago de impuestos de renta, la creación de la reserva legal y otras reservas, y de enjugar las pérdidas de los años fiscales anteriores si las hubiere. El requerimiento de dividendo mínimo del 50% puede condonarse mediante el voto de los titulares de mínimo el 78% de las Acciones Ordinarias representadas en la Asamblea de Accionistas.

De conformidad con nuestros Estatutos y la ley, el 10% de nuestras utilidades netas anuales debe destinarse a la creación de una reserva legal hasta que dicha reserva sea equivalente por lo menos al 50% de nuestro capital suscrito. Todas las Acciones Ordinarias totalmente pagadas y en circulación al momento de declararse un dividendo u otro reparto tendrán derecho a la participación proporcional de dicho dividendo u otro reparto. Las Acciones Ordinarias parcialmente pagadas participan en un dividendo o reparto en la misma proporción en que han sido pagadas dichas acciones al momento del dividendo o reparto.

El pago de dividendos en acciones requiere la aprobación de los tenedores del 80% de las Acciones Ordinarias presentes en una reunión de la Asamblea General de Accionistas.

Los dividendos declarados sobre las Acciones Ordinarias serán pagados a los accionistas inscritos, según como aparece en el libro de registro de accionistas que conservamos, en las fechas de registro correspondientes que inicialmente serán las mismas a las fechas correspondientes de pago de dividendos.

En nuestra última Asamblea General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de marzo de 2007, los accionistas autorizaron el pago de dividendos sobre las Acciones Ordinarias respecto del año fiscal que termina en diciembre 31 de 2006 por Col\$130,466 millones. Los dividendos autorizados de esa manera serán pagados en 4 cuotas, en abril, julio, octubre de 2007 y enero de 2008. Adicionalmente, el 30 de marzo de 2007 la Asamblea de Accionistas autorizó la creación de una reserva en un monto de Col\$2,993.52 millones que se utilizará para financiar el pago de un dividendo hasta por Col\$96 por Acción Ordinaria a los compradores de las Acciones Ordinarias. Este dividendo será pagado en tres cuotas de Col\$32 cada una, el 18 de julio de 2007, el 18 de octubre de 2007 y el 18 de enero de 2008. En el evento en que la suscripción y pago de las Acciones Ordinarias se realice después del 18 de julio de 2007, fecha prevista para el pago de la primera cuota de este dividendo, se pagarán únicamente las cuotas segunda y tercera. De la misma manera, si la suscripción y pago de las Acciones se realiza después del 18 de octubre de 2007, fecha prevista para el pago de la segunda cuota del dividendo, se pagará únicamente la tercera cuota. Ver “Nuestra política de Dividendos”.

Derechos al momento de liquidación.

Entraremos en causal de disolución si (i) estamos imposibilitados para llevar a cabo nuestro objeto social, (ii) tenemos menos de dos accionistas, (iii) la Asamblea General de Accionistas así lo decide con el voto favorable de los accionistas que representan más del 50% de las acciones representadas en la reunión, (iv) una autoridad competente así lo decide, (v) ocurren pérdidas que reduzcan el patrimonio neto por debajo del 50% de nuestro capital suscrito, o (vi) ocurren los demás casos expresamente establecidos por ley y los Estatutos. Al momento de nuestra disolución la SSPD podrá tomar control de nosotros con el propósito de asegurar la continuidad en la prestación del servicio de transmisión eléctrica, bien sea para administrarnos o para liquidarnos.

En caso de liquidación, los tenedores de las Acciones Ordinarias totalmente pagadas tendrán derecho a recibir una parte proporcional de los activos sociales una vez pagado nuestro pasivo externo. Los tenedores de Acciones Ordinarias pagadas parcialmente tendrán derecho a recibir una parte proporcional al valor efectivamente pagado.

Derecho de negociación.

Los tenedores de las Acciones Ordinarias tendrán derecho a negociar libremente nuestras Acciones Ordinarias según los términos de nuestros Estatutos.

Derechos de preferencia y otras disposiciones contra la dilución.

De conformidad con las disposiciones del Código de Comercio, estamos autorizados a tener un monto de capital suscrito inferior al capital autorizado contemplado en nuestros Estatutos. Bajo ese sistema, la Asamblea General de Accionistas determina el monto de nuestro capital autorizado. Al momento de constituir una compañía Colombiana, su capital suscrito debe representar por lo menos el 50% del capital autorizado. Cualquier aumento en el capital autorizado o disminuciones en el capital suscrito debe ser aprobado mediante el voto afirmativo de dos o más accionistas que representen la mitad más una de las acciones presentes en una asamblea de accionistas.

La ley colombiana exige que cuando una compañía emita nuevas acciones de cualquier clase en circulación, debe ofrecer a los tenedores de cada clase de acciones el derecho a comprar un número de acciones de esa clase suficiente para mantener su porcentaje de participación existente sobre el agregado del capital social de la compañía. Estos derechos a favor de los accionistas se llaman derechos de preferencia en la suscripción de acciones.

La Asamblea General de Accionistas puede suspender el derecho de preferencia respecto de un incremento de capital específico mediante el voto favorable de un número plural de accionistas que representen mínimo el 50% más uno de las Acciones Ordinarias representadas en la reunión celebrada para tal efecto.

En caso que los tenedores de las Acciones Ordinarias aprueben una reducción en nuestro capital social mediante el voto afirmativo de más del 50% de las Acciones representadas en la reunión, la parte de nuestro capital representado por las Acciones Ordinarias se reducirá proporcionalmente, siempre y cuando la Superintendencia de Sociedades y el funcionario del trabajo competente así lo autoricen, en caso de haber reembolso efectivo de capital o el pasivo externo consista en prestaciones sociales respectivamente. Si se otorga dicha aprobación, los tenedores de las Acciones Ordinarias que hubieren votado en contra de la disminución de capital o que no estuvieren presentes en la reunión donde se votó al respecto, tendrán derecho a redimir dichas acciones siempre y cuando como resultado de la disminución se reduzca el valor patrimonial o nominal de la acción. El derecho de retiro debe ejercerse dentro de los 15 días siguientes a nuestra notificación sobre la reducción de nuestro capital social a los tenedores de Acciones Ordinarias disidentes o ausentes.

Por otra parte la adquisición de nuestras Acciones Ordinarias implica para los Inversionistas el cumplimiento de los siguientes deberes: (i) acatar y cumplir las decisiones adoptadas por nuestros órganos sociales, (ii) sujetarse a las disposiciones de nuestros Estatutos Sociales y colaborar con el cumplimiento de nuestro objeto social, (iii) pagar las Acciones Ordinarias suscritas en los términos y condiciones establecidos, (iv) abstenerse de realizar actos que impliquen conflictos de interés, (v) registrar con DECEVAL su domicilio y la dirección de su residencia o la de sus representantes legales o apoderados para el envío de las comunicaciones a que hubiere lugar a la dirección registrada, (vi) colaborar con el emisor para el cumplimiento de las normas sobre prevención y control de actividades delictivas a través del mercado de valores.

D. DESMATERIALIZACIÓN TOTAL DE LA EMISIÓN.

La emisión de las Acciones Ordinarias será totalmente desmaterializada y depositada en DECEVAL, para su administración y custodia. Las Acciones Ordinarias no podrán ser materializadas nuevamente y en consecuencia los compradores al aceptar la Oferta renuncian expresamente a la facultad de pedir la materialización de las Acciones Ordinarias en cualquier momento. En consecuencia, todo comprador de las Acciones Ordinarias deberá celebrar un contrato de mandato con una entidad autorizada para participar como depositante directo en DECEVAL. El depósito y administración de las Acciones Ordinarias a través de DECEVAL se registrará por lo establecido en la Ley 964 de 2005, la Ley 27 de 1990, el Decreto reglamentario 437 de 1992, la Resolución 1200 de 1995 de la SFC, y las demás normas que modifiquen o regulen el tema, así como el reglamento de operaciones de DECEVAL.

Las Acciones Ordinarias se encuentran representadas en un título global en custodia de DECEVAL y en consecuencia, la titularidad de las respectivas Acciones Ordinarias se constituirá por la respectiva anotación en cuenta que realice DECEVAL. Los titulares de las Acciones Ordinarias harán constar los derechos representados por la anotación en cuenta mediante los certificados de depósito que expida DECEVAL conforme a las normas pertinentes y a su propio reglamento.

E. FECHAS DE SUSCRIPCIÓN, DE ANOTACIÓN EN CUENTA Y DE EMISIÓN DE LOS VALORES.

1. Fecha de Suscripción.

Para todos los efectos la fecha de suscripción de nuestras Acciones Ordinarias será la fecha en la cual se perfeccione el respectivo contrato de suscripción.

2. Fecha de Anotación en Cuenta.

Para todos los efectos se entenderá como fecha de anotación en cuenta, la fecha en la cual DECEVAL realice la respectiva anotación en cuenta de la suscripción de las Acciones Ordinarias o la fecha en que se registren las transferencias de las mismas.

3. Fecha de Emisión.

Para todos los efectos la fecha de emisión será el día hábil en que se publique el Aviso de Oferta Pública de las Acciones Ordinarias en un diario de amplia circulación nacional.

F. COMISIONES Y GASTOS CONEXOS.

La comisión de suscripción de esta emisión será asumida por el Emisor.

Los Inversionistas deberán asumir los gastos que se puedan producir como consecuencia del gravamen a los movimientos financieros (4x1000) al momento de efectuar el pago de las Acciones Ordinarias.

Es posible que los Inversionistas deban asumir el pago de alguna comisión a favor de sus respectivos depositantes directos, a través de los cuales se creará la cuenta individual de cada uno de los Inversionistas en el DECEVAL. Esta comisión será convenida entre el Inversionista y el respectivo depositante directo.

La adquisición o enajenación de acciones en la BVC a través de una sociedad comisionista de bolsa puede generar a favor de esta última el pago de una comisión que habrá de ser convenida entre el Inversionista y la respectiva sociedad comisionista de bolsa.

G. BOLSA DE VALORES EN LAS CUALES ESTARÁN INSCRITOS LOS VALORES.

Nuestras Acciones Ordinarias están inscritas en la BVC.

H. OBJETIVOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS DE LA EMISIÓN.

Destinaremos los recursos obtenidos de la Oferta para financiar nuestro plan de inversiones y optimizar la estructura de capital.

I. MEDIOS A TRAVÉS DE LOS CUALES SE DARÁ A CONOCER LA INFORMACIÓN DE INTERÉS PARA LOS INVERSIONISTAS.

En la medida en que somos una sociedad inscrita en el RNVE en los términos de la Ley 964 de 2005, nuestra información relevante de interés para los Inversionistas, es divulgada en la página web de la SFC (www.superfinanciera.gov.co). En dicha página web se encuentra publicada igualmente nuestra información financiera, tanto de periodos intermedios, como de fin de ejercicio.

Cualquier hecho relevante en relación con la presente Oferta durante el plazo de vigencia de la misma que, a juicio nuestro o de la SFC, deba ser comunicado a las personas a quienes se dirige la Oferta, se hará mediante la publicación de un aviso en un diario de amplia circulación nacional de Colombia y a través del mecanismo de información relevante, de resultar aplicable.

J. RÉGIMEN FISCAL APLICABLE A LOS VALORES.

1. Utilidad en la enajenación de acciones

De conformidad con el inciso primero del artículo 36-1 del Estatuto Tributario, en adelante E.T., la utilidad obtenida en la enajenación de acciones no constituye renta ni ganancia ocasional, la parte proporcional que corresponda al accionista en las utilidades retenidas por la sociedad susceptibles de distribuirse como no gravadas que se hayan causado entre las fechas de adquisición y de enajenación, según el procedimiento que se explica en el numeral 3. En cuanto a la pérdida proveniente de la enajenación de acciones, ésta, por regla general, no es deducible del impuesto sobre la renta.

El artículo 36-1 del E.T., en su inciso segundo establece que no constituyen renta ni ganancia ocasional las utilidades provenientes de la enajenación de acciones inscritas en una bolsa de valores colombiana, de las cuales sea titular un mismo Beneficiario Real, cuando dicha enajenación no supere el diez por ciento (10%) de las acciones en circulación de la respectiva sociedad, durante un mismo año gravable. Por consiguiente, el beneficio de la desgravación de la utilidad únicamente aplica cuando el número de acciones enajenadas por un mismo Beneficiario Real no supere el 10% de las acciones que estén en circulación.

2. Valor patrimonial de las acciones

De conformidad con el artículo 78 de la Ley 1111 de 2006, que derogó parcialmente el artículo 272 del E.T., las acciones en cualquier clase de sociedad deben ser declaradas por su costo fiscal, teniendo en cuenta que se eliminó el sistema de ajustes integrales por inflación. El costo fiscal está constituido por el precio de adquisición o por el costo declarado en el año inmediatamente anterior, según sea el caso, sin perjuicio de la forma particular de ajuste prevista en el artículo 70 y 73 del E.T.

Para los contribuyentes obligados a utilizar sistemas especiales de valoración de inversiones, de acuerdo con las disposiciones expedidas al respecto por las entidades de control, el valor patrimonial será el que resulte de tales mecanismos de valoración.

3. Utilidad en la distribución de dividendos

Por otro lado, no constituyen renta ni ganancia ocasional, los dividendos percibidos por accionistas que sean personas naturales residentes en el país o sociedades nacionales, siempre y cuando correspondan a utilidades que hayan estado sujetas a impuesto de renta en cabeza de la sociedad. Para efectos de determinar este beneficio, la sociedad que distribuye los dividendos, debe tomar la renta líquida gravable del respectivo año y restarle el impuesto básico de renta liquidado por el mismo año gravable. El resultado constituye la utilidad máxima susceptible de ser distribuida como no gravada, valor que en ningún caso puede exceder de la utilidad comercial después de impuestos.

Cuando de acuerdo con las reglas anteriores, se distribuyan dividendos gravados a personas naturales residentes en el país, tales dividendos estarán sujetos a una retención en la fuente a la tarifa del 34% (33% a partir del año 2008) si el beneficiario del pago o abono en cuenta no está obligado a presentar declaración de renta. No obstante lo anterior, la tarifa de retención en la fuente por concepto de dividendos será del 20% cuando el valor individual o acumulado de los pagos o abonos en cuenta a favor de personas naturales sea igual o superior a 1.400 UVT (Unidades de Valor Tributario) durante el respectivo año gravable (Decreto 567 de 2007).

Cuando se distribuyan dividendos gravados a sociedades nacionales o personas naturales declarantes, la tarifa de retención en la fuentes será del 20% (Decreto 567 de 2007).

Para los dividendos que correspondan a utilidades que hayan estado sujetas a impuesto sobre la renta en cabeza de la sociedad recibidos por extranjeros no residentes ni domiciliados, la tarifa correspondiente del impuesto sobre la renta es del 0%. Cuando los dividendos correspondan a utilidades, que de haberse distribuido a un residente en el país, hubieran estado gravadas conforme el procedimiento señalado, están sometidos a la tarifa del 34% sobre el valor pagado o abonado en cuenta (33% a partir del año 2008).

4. Renta presuntiva e Impuesto al patrimonio

Finalmente, es importante mencionar que el valor patrimonial neto de las acciones poseídas en sociedades nacionales no hace parte de la base para el cálculo y la determinación de la renta presuntiva, ni de la base gravable del Impuesto al Patrimonio, según lo previsto en los artículos 189 y 295 del E.T., modificados respectivamente por los artículos 10 y 28 de la Ley 1111 de 2006.

K. ENTIDAD QUE ADMINISTRARÁ LA EMISIÓN.

La entidad que administrará la emisión es el Depósito Centralizado de Valores de Colombia S.A., DECEVAL S.A. DECEVAL está domiciliado en la ciudad de Bogotá y tiene sus oficinas principales en la Cra. 10 No. 72-33 Torre B Piso 5. de esa ciudad.

DECEVAL tendrá derecho al pago de la tarifa pactada con nosotros.

DECEVAL realizará la custodia y administración y actuará como agente de pago de la emisión. Así mismo, ejercerá todas las actividades operativas derivadas del depósito de la emisión, dentro de las cuales se incluyen las siguientes obligaciones y responsabilidades a cargo de DECEVAL:

1. Registrar el Macrotítulo Representativo de la emisión

Será el registro contable de la emisión, la custodia, administración y control del título global, lo cual incluye el control sobre el número de acciones en circulación, monto emitido, colocado, readquirido, por colocar y anulado de las Acciones Ordinarias. El macrotítulo así registrado respaldará el monto efectivamente colocado.

2. Registrar y anotar en cuenta información sobre:

- a. La participación individual de cada accionista sobre los derechos de la emisión desmaterializada.
- b. Las enajenaciones y transferencias de los derechos individuales anotados en cuenta o subcuentas de depósito. Para el registro de las enajenaciones de derechos en depósito se seguirá el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones de DECEVAL.
- c. La anulación de los derechos de los títulos de acuerdo con nuestras órdenes, en los términos establecidos en el reglamento de operaciones de DECEVAL.
- d. Las órdenes de expedición o anulación de los derechos anotados en cuentas de depósito.
- e. Las pignoraciones y gravámenes, para lo cual el titular o titulares de los derechos seguirán el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones de DECEVAL. Cuando la información sobre enajenaciones o gravámenes provenga del suscriptor o de autoridad competente, DECEVAL tendrá la obligación de informar tal circunstancia al emisor dentro del día hábil siguiente, siempre y cuando se trate de valores nominativos.
- f. El saldo en circulación bajo el mecanismo de anotación en cuenta.

3. Cobrar al emisor los derechos patrimoniales.

DECEVAL nos cobrará los derechos patrimoniales que estén representados por anotaciones en cuenta a favor de los respectivos beneficiarios, cuando estos sean depositantes directos con servicio de administración de valores o estén representados por uno de ellos. El pago de los derechos patrimoniales para los depositantes directos sin servicio de administración de valores procederá de acuerdo al reglamento de operaciones de DECEVAL.

Para tal efecto, DECEVAL presentará dos liquidaciones, una previa y la definitiva. La preliquidación de las sumas que deben ser giradas por nosotros se presentará dentro del término de cinco (5) días hábiles anteriores a la fecha en que debe hacerse el giro correspondiente. Nosotros verificaremos la preliquidación elaborada por DECEVAL y acordaremos con éste los ajustes correspondientes, en caso de presentarse discrepancias. Posteriormente, DECEVAL nos presentará, dentro de los dos (2) días hábiles anteriores al pago de los dividendos, una liquidación definitiva sobre las sumas que deberá girarle, para efectos del pago de los dividendos decretados.

4. Remitir informes al emisor.

DECEVAL nos debe remitir informes mensuales dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes al cierre del mismo sobre:

- a. Los pagos efectuados a los tenedores legítimos de las Acciones Ordinarias.
- b. Los saldos en circulación de la emisión depositada.
- c. Las anulaciones efectuadas durante el mes correspondiente, las cuales afectan el límite circulante de la emisión.

5. Actualizar la información

Actualizar el monto del título global o títulos globales depositados, por encargo nuestro a partir de las operaciones de expedición, anulaciones de valores del Depósito, para lo cual DECEVAL tendrá amplias facultades.

6. Llevar el libro de registro de accionistas

DECEVAL administra nuestro libro de registro de accionistas, mediante la anotación en cuenta de las enajenaciones de las acciones, gravámenes y restricciones que pesen sobre ellas. Para tal efecto, DECEVAL deberá organizar una base de datos histórica que contenga el detalle de tales hechos, que sea de fácil lectura. En tal sentido, DECEVAL deberá registrar y anotar en cuenta la información sobre:

- a. Las enajenaciones y transferencias de las Acciones Ordinarias. Para el registro de las enajenaciones y transferencias se seguirá el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones de DECEVAL. Tratándose de operaciones especiales, se seguirá el procedimiento establecido en la Circular Externa No. 7 de 1998 de la SFC.
- b. La constitución o transmisión de derechos reales sobre las acciones y otra clase de gravámenes, para lo cual el titular o titulares de los valores seguirán el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones de DECEVAL.
- c. Los embargos de que sean objeto las Acciones Ordinarias. DECEVAL deberá dar cuenta al juzgado sobre el embargo, antes del tercer día hábil siguiente al recibo del oficio respectivo por parte nuestra o de la autoridad competente.
- d. Las operaciones de venta con pacto de recompra (Repos) que se celebren sobre las Acciones Ordinarias.
- e. Los cambios de la entidad emisora de las acciones representadas por anotaciones en cuenta que se presenten con ocasión de transformaciones, fusiones o escisiones.
- f. El ejercicio del derecho de retiro por parte de los accionistas que posean Acciones Ordinarias.
- g. La fecha en que se decreta el pago de dividendos para las Acciones Ordinarias, la causación de los mismos y la fecha de pago.
- h. El libro de registro de accionistas deberá manejar las negociaciones de acciones en el período exdividendo de acuerdo con los términos previstos en la Circular Externa No. 13 de 1998 y la Circular Externa No. 4 de 1999 de la SFC, en el reglamento de la BVC, en el reglamento de operaciones de DECEVAL o en las normas que los modifiquen o sustituyan.
- i. Registrar en el libro de títulos nominativos, previa verificación jurídica por parte nuestra y por orden nuestra, las operaciones especiales a que se refiere la Circular No. 7 de 1998 de la Superintendencia de Valores, o cuando así sea solicitado expresamente por nosotros, registrar en el libro de títulos nominativos, previa verificación jurídica por parte de la Vicepresidencia Jurídica del Depósito, las operaciones especiales anotadas en cuenta.
- j. El saldo de Acciones Ordinarias en circulación bajo el mecanismo de anotación en cuenta.
- k. La colocación individual de nuestras acciones correspondientes a nuevas emisiones.

L. FUNCIONAMIENTO DEL MECANISMO DE DESMATERIALIZACIÓN.

En desarrollo de sus labores como administrador de la emisión de nuestras Acciones Ordinarias y de acuerdo con su reglamento operativo, DECEVAL expedirá a solicitud de los titulares de las Acciones Ordinarias, o de sus depositantes directos, el certificado de depósito sobre las Acciones Ordinarias administradas y de propiedad del respectivo accionista. Los certificados para el ejercicio de derechos sociales, para el ejercicio de derechos patrimoniales, de garantía real de valores en depósito, no tienen vocación circulatoria y solo sirven para el ejercicio de derecho que en el certificado se incorpora.

En su calidad de administrador de la emisión, DECEVAL podrá realizar adicionalmente labores de agente de pago nuestro. Las labores relacionadas con el pago de los dividendos a que puedan tener derecho los titulares de las Acciones Ordinarias, y el procedimiento para hacer dicho pago, serán:

1. Cálculo

DECEVAL calculará el pago de los dividendos y para tal efecto tendrá en cuenta las normas sobre la titularidad de los dividendos, en operación como compraventas bursátiles de contado y a plazo, operaciones repo, transferencia temporal de valores, operaciones con gravámenes, entre otras.

Así mismo se tendrá en cuenta la aplicación o no de la retención en la fuente, según las condiciones del accionista. Será responsabilidad nuestra efectuar la retención en la fuente correspondiente y cumplir con las obligaciones fiscales que de allí se desprendan.

2. Cobro y Conciliación

DECEVAL nos cobrará los dividendos decretados. Cuando en el proceso de recaudo de dividendos se generen pagos en efectivo nosotros realizaremos el pago a DECEVAL de los valores correspondientes a los accionistas que sean o estén representados por depositantes directos con servicio de administración de valores.

El pago de los dividendos en efectivo o especie sobre acciones que se transen en Bolsa, está regulado por la Circular Externa No. 13 de 1998, expedida por la SFC, la cual reglamentó el periodo exdividendo para la determinación del dividendo correspondiente. DECEVAL aplicará a la administración de las Acciones Ordinarias las reglas correspondientes al periodo exdividendo al realizar el cálculo respectivo de dividendos.

El monto y fecha de los dividendos a cancelar es fijado por la Asamblea General de Accionistas, por lo que a más tardar al día siguiente al de la celebración de la Asamblea, debemos enviar al Depósito la decisión sobre distribución de utilidades, para que se controlen y liquiden correctamente los dividendos.

Para el cobro de dividendos, DECEVAL nos presentará dos liquidaciones, una previa y otra definitiva.

La preliquidación de las sumas que deben ser giradas por nosotros, se presentará dentro del término de cinco (5) días hábiles anteriores a la fecha en que debe hacerse el pago o el abono en cuenta de los dividendos decretados.

Nosotros verificaremos la preliquidación elaborada por DECEVAL y acordaremos con éste los ajustes correspondientes, en caso de presentarse discrepancias. Posteriormente, DECEVAL nos

presentará, dentro de los dos (2) días hábiles anteriores al pago de los dividendos, una liquidación definitiva sobre las sumas que debemos girarle, para efectos del pago de los dividendos decretados.

3. Control de Dividendos

DECEVAL llevará el control de los dividendos pagados y pendientes por pagar.

DECEVAL no asume ninguna responsabilidad si nosotros no proveemos los recursos para el pago oportuno de los dividendos, ni por las omisiones o errores en la información que ésta o los depositantes directos le suministren, derivados de las órdenes de expedición, suscripción, transferencias, gravámenes o embargos de los derechos sobre las Acciones Ordinarias entregadas en depósito, incluida la información proveniente de operaciones especiales al amparo de la Circular Externa No. 7 de 1998.

DECEVAL informará a los accionistas poseedores de Acciones Ordinarias y a los entes de control al día hábil siguiente al vencimiento de la fecha prevista para el pago de los dividendos, el incumplimiento en el pago de los mismos, cuando quiera que nosotros no le hayamos entregado los recursos necesarios para el efecto, con el fin de que éstos ejerciten las acciones a que haya lugar.

4. Pagos de dividendos en efectivo y cheque

DECEVAL a través de un contrato de red bancaria administrará y controlará el proceso del pago de los dividendos en efectivo y en cheque para aquellos accionistas que así lo decidan incluyendo los pagos extemporáneos, es decir, los dividendos que se paguen extemporáneamente por no haber el accionista correspondiente recibido el pago en su debido momento. Los costos de este servicio a cargo nuestro serán establecidos una vez hayamos contratado este servicio con el Depósito.

5. Pagos de dividendos abono en cuenta

DECEVAL a través de un contrato con la red CENIT y la red ACH, administrará, controlará el proceso y abonará en cuenta a los depositantes directos o a los accionistas que así lo soliciten.

6. Control de impuestos y retenciones

DECEVAL controlará y registrará en su sistema, los impuestos y las retenciones correspondientes a los pagos de dividendos según la legislación vigente.

M. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS TENEDORES DE LOS VALORES.

1. Derechos de los tenedores de las Acciones Ordinarias.

Derechos de Voto.

Cada Acción Ordinaria faculta al titular de la misma a un voto en cualquier asamblea general de accionistas. Las asambleas generales de accionistas pueden ser ordinarias o extraordinarias. Las asambleas generales ordinarias se llevan a cabo mínimo una vez al año, a más tardar el primero de abril de ese año para decidir sobre nuestros informes, cuentas y estados financieros del año fiscal anterior, para elegir a los miembros de la Junta Directiva y al revisor fiscal y para decidir sobre la política de dividendos y el reparto de utilidades del año fiscal anterior, si las hubiere, así como sobre ganancias retenidas de años fiscales anteriores. Los miembros de la Junta Directiva son elegidos mediante el método de cociente electoral.

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 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 miembros de Junta Directiva a elegir. El cuociente que resulte es el número de votos necesarios para elegir cada miembro de Junta Directiva 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 miembro de Junta Directiva, entonces el cargo o cargos restantes de la Junta Directiva se llenarán eligiendo al nominado residual más alto del 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 de 2005, en adelante 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.

Las asambleas generales extraordinarias de accionistas pueden celebrarse cuando sean debidamente convocadas para un propósito o propósitos específicos con cinco días calendario de anticipación, o sin previo aviso, cuando se encuentran presentes en la reunión los accionistas que representan todas las acciones suscritas. El quórum tanto para asambleas generales ordinarias como extraordinarias corresponde a un número plural de accionistas que representen por lo menos la mitad más una de las acciones suscritas. Si no hay suficiente quórum, se convocará a una segunda reunión posterior donde la presencia de por lo menos dos accionistas constituye el quórum, independientemente del número de acciones representadas. De acuerdo con la ley colombiana y nuestros Estatutos, las asambleas generales podrán ser convocadas por la Junta Directiva, el Gerente General, el revisor fiscal y los accionistas que representen por lo menos el 20% del capital suscrito.

Salvo que la ley o nuestros Estatutos exijan una mayoría especial, se podrán tomar decisiones en una asamblea general mediante el voto de un número plural de accionistas que representen la mitad más uno de los votos presentes en la correspondiente asamblea de accionistas. De conformidad con la ley Colombiana y nuestros Estatutos, se requieren mayorías especiales para tomar las siguientes decisiones: (i) un voto favorable de mínimo el 70% de las Acciones Ordinarias representadas en la reunión para aprobar la emisión de acciones sin sujeción al derecho de preferencia en favor de nuestros accionistas; (ii) un voto favorable de mínimo el 78% de las acciones representadas en la reunión de accionistas para distribuir utilidades en porcentajes inferiores a los porcentajes mínimos fijados en la ley; y (iii) un voto favorable de mínimo el 80% de las acciones representadas en la reunión para aprobar el pago de un dividendo de acciones.

Los accionistas pueden otorgar poder a terceros para que los representen en las asambleas generales de accionistas, indicando el nombre del apoderado, la persona en quien éste puede sustituirlo, si es del caso, y la fecha o época de la reunión o reuniones para las cuales se otorga el poder. Los poderes se pueden enviar a la compañía por fax o por medios electrónicos.

Los administradores de la compañía en ejercicio de sus cargos no pueden representar acciones que no sean las propias en la Asamblea General de Accionistas, salvo en los casos de representación legal.

Derecho de Inspección.

Por lo menos una vez al año, a más tardar el primero de abril de ese año, la Asamblea General de Accionistas se debe reunir en sesión ordinaria para decidir sobre nuestros informes, cuentas y estados financieros del año fiscal anterior, elegir a los miembros de la Junta Directiva y al revisor fiscal y para decidir sobre la distribución de dividendos y el reparto de utilidades del año fiscal anterior, si las hubiere, así como sobre ganancias retenidas de años fiscales anteriores. Los titulares de nuestras Acciones Ordinarias tendrán derecho a inspeccionar libremente nuestros libros y papeles sociales dentro de los quince días hábiles anteriores a las reuniones donde se examinen los estados financieros de fin de ejercicio.

Dividendos.

Los titulares de las Acciones Ordinarias, una vez aprobados los estados financieros, deben decidir sobre el reparto de nuestras utilidades susceptibles de reparto, si las hubiere, para el año anterior mediante decisión adoptada con el voto favorable de un número plural de accionistas que representen la mitad más una de las Acciones Ordinarias representadas en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, previa recomendación de la Junta Directiva y nuestro Gerente General. Según la ley Colombiana y nuestros Estatutos, debemos distribuir como mínimo el 50% de nuestras utilidades líquidas a todos nuestros accionistas, calculadas después del pago de impuestos de renta, la creación de la reserva legal y otras reservas, y de enjugar las pérdidas de los años fiscales anteriores. El requerimiento de dividendo mínimo del 50% puede condonarse mediante el voto de los titulares de mínimo el 78% de las Acciones Ordinarias representadas en la Asamblea de Accionistas.

De conformidad con nuestros Estatutos y la ley Colombiana, el 10% de nuestras utilidades netas anuales debe destinarse a la creación de una reserva legal hasta que dicha reserva sea equivalente por lo menos al 50% de nuestro capital suscrito. Todas las Acciones Ordinarias totalmente pagadas y en circulación al momento de declararse un dividendo u otro reparto tendrán derecho a la participación proporcional de dicho dividendo u otro reparto. Las Acciones Ordinarias parcialmente pagadas participan en un dividendo o reparto en la misma proporción en que han sido pagadas dichas acciones al momento del dividendo o reparto. El pago de dividendos en acciones requiere la aprobación de los tenedores del 80% de las Acciones Ordinarias presentes en una reunión de la Asamblea General de Accionistas.

Los dividendos declarados sobre las Acciones Ordinarias serán pagados a los accionistas inscritos, según como aparece en el libro de registro de accionistas que conservamos, en las fechas de registro correspondientes que inicialmente serán las mismas a las fechas correspondientes de pago de dividendos.

En nuestra última Asamblea General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de marzo de 2007, los accionistas autorizaron el pago de dividendos sobre las Acciones Ordinarias respecto del año fiscal que termina en diciembre 31 de 2006 por Col\$130,466 millones. Los dividendos autorizados de esa manera serán pagados en 4 cuotas, en abril, julio, octubre de 2007 y enero de 2008. Adicionalmente, el 30 de marzo de 2007 la Asamblea de Accionistas autorizó la creación de una reserva en un monto de Col\$2,993.52 millones que se utilizará para financiar el pago de un dividendo hasta por Col\$96 por Acción Ordinaria a los compradores de las Acciones Ordinarias. Este dividendo será pagado en tres cuotas de Col\$32 cada una, el 18 de julio de 2007, el 18 de octubre de 2007 y el 18 de enero de 2008. En el evento en que la suscripción y pago de las Acciones Ordinarias se realice después del 18 de julio de 2007, fecha prevista para el pago de la primera cuota de este dividendo, se pagarán únicamente las cuotas segunda y tercera. De la misma manera, si la suscripción y pago de las Acciones se realiza después del 18 de octubre de 2007, fecha prevista para el pago de la segunda cuota del dividendo, se pagará únicamente la tercera cuota. Ver “Nuestra política de Dividendos”.

Derechos al momento de liquidación.

Entraremos en causal de disolución si (i) estamos imposibilitados para llevar a cabo nuestro objeto social, (ii) tenemos menos de dos accionistas, (iii) la Asamblea General de Accionistas así lo decide con el voto favorable de los accionistas que representan más del 50% de las acciones representadas en la reunión, (iv) una autoridad competente así lo decide, (v) ocurren pérdidas que reduzcan el patrimonio neto por debajo del 50% de nuestro capital suscrito, o (vi) ocurren los demás casos expresamente establecidos por ley y los Estatutos. Al momento de nuestra disolución la SSPD podrá tomar control de nosotros con el propósito de asegurar la continuidad en la prestación del servicio de transmisión eléctrica, bien sea para administrarnos o para liquidarnos.

En caso de liquidación, los tenedores de las Acciones Ordinarias totalmente pagadas tendrán derecho a recibir una parte proporcional de los activos sociales una vez pagado nuestro pasivo externo. Los tenedores de Acciones Ordinarias pagadas parcialmente tendrán derecho a recibir una parte proporcional al valor efectivamente pagado.

Derecho de negociación.

Los tenedores de las Acciones Ordinarias tendrán derecho a negociar libremente nuestras Acciones Ordinarias según los términos de nuestros Estatutos.

Derechos de preferencia y otras disposiciones contra la dilución.

De conformidad con las disposiciones del Código de Comercio, estamos autorizados a tener un monto de capital suscrito inferior al capital autorizado contemplado en nuestros Estatutos. Bajo ese sistema, la Asamblea General de Accionistas determina el monto de nuestro capital autorizado. Al momento de constituir una compañía Colombiana, su capital suscrito debe representar por lo menos el 50% del capital autorizado. Cualquier aumento en el capital autorizado o disminuciones en el capital suscrito debe ser aprobado mediante el voto afirmativo de dos o más accionistas que representen la mitad más una de las acciones presentes en una asamblea de accionistas.

La ley colombiana exige que cuando una compañía emita nuevas acciones de cualquier clase en circulación, debe ofrecer a los tenedores de cada clase de acciones el derecho a comprar un número de acciones de esa clase suficiente para mantener su porcentaje de participación existente sobre el agregado del capital social de la compañía. Estos derechos a favor de los accionistas se llaman derechos de preferencia en la suscripción de acciones.

La Asamblea General de Accionistas puede suspender el derecho de preferencia respecto de un incremento de capital específico mediante el voto favorable de un número plural de accionistas que representen mínimo el 50% más uno de las Acciones Ordinarias representadas en la reunión celebrada para tal efecto.

En caso que los tenedores de las Acciones Ordinarias aprueben una reducción en nuestro capital social mediante el voto afirmativo de más del 50% de las Acciones representadas en la reunión, la parte de nuestro capital representado por las Acciones Ordinarias se reducirá proporcionalmente, siempre y cuando la Superintendencia de Sociedades y el funcionario del trabajo competente así lo autoricen, en caso de haber reembolso efectivo de capital o el pasivo externo consista en prestaciones sociales respectivamente. Si se otorga dicha aprobación, los tenedores de las Acciones Ordinarias que hubieren votado en contra de la disminución de capital o que no estuvieren presentes en la reunión donde se votó al respecto, tendrán derecho a redimir dichas acciones siempre y cuando como resultado de la disminución se reduzca el valor patrimonial o nominal de la acción. El derecho de retiro debe ejercerse dentro de los 15 días siguientes a nuestra notificación sobre la reducción de nuestro capital social a los tenedores de Acciones Ordinarias disidentes o ausentes.

2. Obligaciones de los tenedores de las Acciones Ordinarias.

La adquisición de nuestras Acciones Ordinarias implica para los Inversionistas el cumplimiento de los siguientes deberes: (i) acatar y cumplir las decisiones adoptadas por nuestros órganos sociales, (ii) sujetarse a las disposiciones de nuestros Estatutos Sociales y colaborar con el cumplimiento de nuestro objeto social, (iii) pagar las Acciones Ordinarias suscritas en los términos y condiciones establecidos, (iv) abstenerse de realizar actos que impliquen conflictos de interés, (v) registrar con DECEVAL su domicilio y la dirección de su residencia o la de sus representantes legales o apoderados para el envío de las comunicaciones a que hubiere lugar a la dirección registrada, (vi) colaborar con el emisor para el cumplimiento de las normas sobre prevención y control de actividades delictivas a través del mercado de valores.

N. NUESTRAS OBLIGACIONES.

1. Frente a los titulares de las Acciones Ordinarias.

Con respecto a los titulares de las Acciones Ordinarias estamos obligados a:

- a. Reconocer a los Inversionista su derecho a participar en las deliberaciones de nuestra Asamblea General de Accionistas y votar en ella,
- b. Pagar a los Inversionistas los dividendos a que tuvieren derecho con sujeción a lo dispuesto en la ley y en nuestros Estatutos,
- c. Reconocer a los Inversionistas su derecho a negociar las Acciones Ordinarias en los términos de nuestros Estatutos,
- d. Permitir a los Inversionistas la libre inspección de nuestros libros y papeles sociales dentro de los quince días hábiles anteriores a las reuniones de la Asamblea General de Accionistas en que se examinen los balances de fin de ejercicio,
- e. Reconocer a los Inversionistas una parte proporcional de los activos sociales al tiempo de la liquidación de la compañía, una vez pagado el pasivo externo,
- f. Reconocer los demás derechos previstos en nuestros Estatutos y la ley para los tenedores legítimos de Acciones Ordinarias.

2. Frente a la SFC.

Debemos mantener permanentemente actualizado el RNVE remitiendo a la SFC las informaciones periódicas y relevantes de que tratan los artículos 1.1.2.15, 1.1.2.16 y 1.1.2.18 de la Resolución 400 de 1995 expedida por la SFC, las cuales por disposición del artículo 1.2.1. de la Circular Única de la BVC, deberán igualmente ser enviadas a la BVC, cuando a ello haya lugar, dentro de los mismos plazos establecidos para el envío a la SFC.

En especial, estamos obligados a remitir la siguiente información:

- a. *Información de fin de ejercicio:* debemos presentar ante la SFC la información de fin de ejercicio que establezca dicha entidad para el efecto. Esta información deberá incluir cuando menos la documentación que debe someterse a consideración de la Asamblea General de Accionistas, dentro de los plazos que esa entidad señale;
- b. *Información de periodos intermedios:* debemos remitir a la SFC los estados financieros de periodos intermedios y demás información que para el efecto establezca la misma, con la periodicidad y en los términos y condiciones que ella determine. Los estados financieros de periodos intermedios deberán elaborarse como mínimo cada tres meses.

- c. *Información relevante:* debemos divulgar, en forma veraz, clara, suficiente y oportuna al mercado, a través de la SFC, en la forma establecida por dicha entidad, toda situación relacionada con nosotros o la emisión de las Acciones Ordinarias, que habría sido tomada en cuenta por un experto prudente y diligente al comprar, vender o conservar los valores que emitimos (incluidas las Acciones Ordinarias) o al momento de ejercer los derechos políticos inherentes a tales valores.

Adicionalmente, estamos obligados a adoptar procedimientos que nos permitan tener un adecuado conocimiento de nuestros inversionistas, obligación que cumplimos a través de los Colocadores, y remitir a la Unidad de Información y Análisis Financiero - UIAF reportes sobre operaciones sospechosas que detectemos, en cumplimiento de las disposiciones sobre prevención y control del lavado de activos a través del mercado de valores expedidas por la SFC.

O. CLASE DE ACCIONES.

Estamos ofreciendo Acciones Ordinarias.

P. PRECIO DE SUSCRIPCIÓN, DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE SUSCRIPCIÓN Y EL VALOR PATRIMONIAL DE LA ACCIÓN.

1. Precio de Suscripción.

El Precio de Suscripción de cada Acción Ordinaria será de siete mil setenta y seis pesos (\$7,076) por cada acción, según se determinó por nuestra Junta Directiva en sesión extraordinaria del 7 de diciembre de 2007 con base en los resultados del Procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas, según los términos del Decreto 3780 del 1 de octubre de 2007 y del presente Prospecto. Para una descripción detallada del procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas ver "Capítulo II – Condiciones de la Oferta y de la Colocación" del presente Prospecto de Información.

2. Valor patrimonial de la acción.

Nuestras acciones tienen un valor patrimonial de tres mil trescientos once pesos coma cero un centavo (Col\$3,311.01) por acción al 30 de septiembre de 2007.

Q. PROCESO REQUERIDO PARA CAMBIAR LOS DERECHOS ASOCIADOS A LAS ACCIONES ORDINARIAS Y LIMITACIONES PARA LA ADQUISICIÓN DE LAS MISMAS POR PARTE DE LOS ACCIONISTAS.

1. Proceso requerido para cambiar los derechos de las Acciones Ordinarias.

Los derechos que por mandato legal están asociados a las Acciones Ordinarias no pueden ser desconocidos por nuestra Asamblea General de Accionistas ni por nuestra Junta Directiva.

Por disposición legal y de nuestros Estatutos nuestra Asamblea General de Accionistas puede decidir con el voto favorable de un número plural de accionistas que representen por lo menos el 78% de las acciones representadas en la respectiva reunión, no distribuir utilidades a nuestros accionistas. Así mismo, las Acciones Ordinarias podrán convertirse en acciones privilegiadas o en acciones con dividendo preferencial sin derecho a voto, con el voto favorable de un número plural de accionistas que representen el 50% más uno de las acciones presentes o representadas en la reunión.

2. Limitaciones para adquirir las Acciones Ordinarias.

De conformidad con la legislación aplicable en Colombia toda persona o grupo de personas que conformen un mismo Beneficiario Real, directamente o por interpuesta persona, sólo podrá convertirse en Beneficiario Real de una participación igual o superior al veinticinco por ciento (25%) del capital con derecho a voto de una sociedad cuyas acciones se encuentren inscritas en bolsa de valores, como nosotros, adquiriendo los valores con los cuales se llegue a dicho porcentaje a través de una oferta pública de adquisición conforme a lo establecido en la Resolución 400 de 1995 expedida por la SFC.

De igual forma, toda persona o grupo de personas que sea Beneficiario Real de una participación igual o superior al veinticinco por ciento (25%) del capital con derecho a voto de una sociedad inscrita en bolsa, sólo podrá incrementar dicha participación en un porcentaje superior al cinco por ciento (5%), a través de una oferta pública de adquisición conforme a lo establecido en la Resolución 400 de 1995 expedida por la SFC.

Por otra parte, también existen las limitaciones de ley aplicables a nuestros administradores para la adquisición de acciones.

R. CONVOCATORIAS A LAS ASAMBLEAS ORDINARIAS Y EXTRAORDINARIAS DE ACCIONISTAS.

Las reuniones ordinarias de la Asamblea General de Accionistas se llevarán a cabo en el domicilio social, dentro de los tres primeros meses de cada año en el día, hora y lugar indicados en la convocatoria, y a más tardar el primer día hábil de abril si no fuere convocada. La Convocatoria de la Asamblea General de Accionistas a sesión ordinaria deberá hacerse con una antelación de mínimo quince (15) días hábiles, por medio de aviso que se publicará en uno de los periódicos de mayor circulación, o mediante comunicación escrita dirigida a cada uno de los accionistas, a la dirección registrada en nuestros libros.

Las sesiones extraordinarias de la Asamblea General de Accionistas se efectuarán cuando lo exijan las necesidades imprevistas o urgentes de la compañía, por convocatoria del Gerente General, del Revisor Fiscal de la entidad o de la Junta Directiva, o por solicitud a tales funcionarios de un número de accionistas que represente por lo menos el veinte por ciento (20%) del total de las acciones suscritas. No obstante, la Asamblea podrá reunirse válidamente en sesión extraordinaria y sin previa convocatoria, cuando estén representadas la totalidad de las acciones suscritas. La convocatoria se hará con cinco (5) días calendario de anticipación a la reunión, por carta dirigida al accionista a la última dirección registrada en nuestros libros, o mediante la publicación de un aviso en un diario de circulación nacional en donde se precisarán los asuntos de que habrá de ocuparse extraordinariamente.

El quórum deliberatorio, tanto para las reuniones ordinarias como para las extraordinarias, corresponde a un número plural de accionistas que representen por lo menos la mayoría absoluta, es decir, la mitad más una de las acciones suscritas. Si convocada la Asamblea General de Accionistas ésta no se lleva a cabo por falta de quórum, se citará a una nueva reunión que sesionará y decidirá válidamente con un número plural de socios cualquiera que sea la cantidad de acciones que esté representada. La nueva reunión deberá efectuarse no antes de los diez (10) días hábiles ni después de los treinta (30) días hábiles, contados desde la fecha fijada para la primera reunión. Cuando la Asamblea se reúna en sesiones ordinarias por derecho propio el primer día hábil del mes de abril, también podrá deliberar y decidir válidamente con un número plural de socios cualquiera que sea la cantidad de acciones que esté representada.

Salvo que la ley o nuestros Estatutos exijan una mayoría especial, se podrán tomar decisiones en una reunión de la Asamblea General de Accionistas mediante el voto de un número plural de accionistas que representen la mitad más uno de los votos presentes en la correspondiente

asamblea de accionistas. De conformidad con la ley colombiana y los Estatutos, se requieren mayorías especiales para tomar las siguientes decisiones: (i) un voto favorable de mínimo el 70% de las Acciones Ordinarias representadas en la reunión para aprobar la emisión de acciones sin sujeción al derecho de preferencia en favor de nuestros accionistas; (ii) un voto favorable de mínimo el 78% de las acciones representadas en la reunión de accionistas para distribuir utilidades en porcentajes inferiores a los porcentajes mínimos fijados en la ley; y (iii) un voto favorable de mínimo el 80% de las acciones representadas en la reunión para aprobar el pago de un dividendo de acciones.

S. CONVENIOS QUE AFECTAN EL CAMBIO EN EL CONTROL DEL EMISOR.

A continuación una breve descripción de los contratos que contienen cláusulas restrictivas respecto a un cambio en el control de la compañía:

- Contrato de crédito subordinado suscrito entre ABN AMRO Bank, N.V. y JPMorgan Chase Bank, N.A. como prestamistas, ABN AMRO Bank, N.V., como agente administrativo; y nosotros como prestatarios por un monto de hasta US\$182 millones, a la tasa Libor más un margen de 2.50% anual con vencimiento el 14 de diciembre de 2007. Los recursos obtenidos a través de este crédito están siendo utilizados para financiar una parte de nuestras obligaciones de pago relacionadas con la adquisición del 37.46% de CTEEP. Este contrato contiene varios compromisos que debemos cumplir, específicamente en cuanto a un cambio en el control de la compañía el contrato estipula lo siguiente: (i) antes de un cambio de control en la compañía no podemos gravar nuestros bienes, ingresos, cuentas por cobrar o derechos sobre nuestros activos, o los de nuestros subordinados, para garantizar cualquier préstamo externo nuestro o de nuestras subordinadas. Después de que ocurra un cambio de control en la compañía sólo podremos constituir los gravámenes que estén expresamente permitidos en el presente contrato; (ii) si ocurre un cambio de control en la compañía, el incumplimiento de cualquier deuda de la compañía por un monto igual o superior a US\$30 millones será considerado, bajo ciertas circunstancias, como un evento de incumplimiento del presente contrato, y (iii) no podemos vender nuestra participación en nuestras subordinadas consideradas como “materiales” bajo el presente contrato, en tal proporción que implique que dichas compañías dejen de ser subordinadas nuestras.
- Contrato de crédito suscrito el 3 de noviembre de 2005 entre BNP Paribas como prestamista, y nosotros como prestatarios por un monto de hasta US\$34 millones para el Tramo A y 3 millones de Euros para el Tramo B, ambos a una tasa Libor semestral más un margen de 0.35% anual por un término de 10 años contados a partir de la fecha de suscripción del contrato. Los recursos obtenidos a través de este crédito serán utilizados para financiar la importación de materiales para la construcción de las subestaciones para los proyectos UPME 01-2003 y UPME 02-2003. Con respecto a un cambio de control en la compañía el contrato señala expresamente que en el evento en que la Nación sea propietaria de menos del 50% de nuestro capital con derecho a voto y la calificación de nuestra deuda sea inferior a las calificaciones definidas en la cláusula 8.2 del contrato, las obligaciones y el plazo del contrato se acelerarán y se dará por terminado el contrato.
- Contrato de crédito suscrito el 17 de julio de 2006 y modificado el primero de diciembre de 2006, entre ABN AMRO Bank, N.V. y JPMorgan Chase Bank, N.A. como prestamistas, ABN AMRO Bank, N.V., como agente administrativo; y nosotros como prestatarios por un monto de hasta US\$550 millones, a la tasa Libor más un margen de 0.75%, 0.85% o 1.00% por cada año con vencimiento el 18 de julio de 2009. Este contrato contiene varios compromisos que debemos cumplir, específicamente en cuanto a un cambio en el control de la compañía el contrato estipula lo siguiente: (i) antes de un cambio de control en la

compañía no podemos gravar nuestros bienes, ingresos, cuentas por cobrar o derechos sobre nuestros activos, o los de nuestras subordinadas, para garantizar cualquier préstamo externo nuestro o de nuestras subordinadas. Después de que ocurra un cambio de control en la compañía sólo podremos constituir los gravámenes que estén expresamente permitidos en el presente contrato; (ii) si ocurre un cambio de control en la compañía el incumplimiento de cualquier deuda de la compañía por un monto igual o superior a US\$30 millones será considerado, bajo ciertas circunstancias, como un evento de incumplimiento del presente contrato, y (iii) no podemos vender nuestra participación en nuestras subordinadas consideradas como “materiales” bajo el presente contrato, en tal proporción que implique que dichas compañías dejen de ser subordinadas nuestras.

T. FIDEICOMISOS EN LOS QUE SE LIMITAN LOS DERECHOS CORPORATIVOS QUE CONFIEREN LAS ACCIONES ORDINARIAS.

No existen fideicomisos en los que se limiten los derechos corporativos que confieren nuestras Acciones Ordinarias.

U. CLÁUSULAS ESTATUTARIAS O ACUERDOS ENTRE ACCIONISTAS QUE LIMITEN O RESTRINJAN A LA ADMINISTRACIÓN DE LA COMPAÑÍA O A SUS ACCIONISTAS.

No existen cláusulas estatutarias o acuerdos entre accionistas que limiten o restrinjan a nuestros administradores ni a nuestros accionistas.

V. RESTRICCIONES PARA LA NEGOCIACIÓN.

Nuestras Acciones Ordinarias no tienen restricciones para su negociación y podrán ser negociadas a través de los sistemas transaccionales de la BVC. Ver “Proceso requerido para cambiar los derechos asociados a las Acciones Ordinarias y limitaciones para la adquisición de las mismas por parte de los accionistas.”

W. HISTÓRICO DE LA COTIZACIÓN PROMEDIO Y VOLUMEN TRANSADO DE NUESTRAS ACCIONES.

La siguiente tabla muestra la cotización promedio y el volumen transado mensual de nuestras acciones a partir de enero de 2006.

Mes - Año	Precio Promedio Acción	Volumen Transado
Enero-2006	5,885	20,325,417
Febrero-2006	5,768	19,256,446
Marzo-2006	5,927	10,714,261
Abril-2006	6,007	9,972,858
Mayo-2006	5,315	14,401,579
Junio-2006	4,741	11,939,966
Julio-2006	5,023	5,168,074
Agosto-2006	5,215	4,575,647
Septiembre-2006	5,138	8,460,054
Octubre-2006	5,437	12,753,137

Noviembre-2006	5,522	9,969,532
Diciembre-2006	5,743	10,167,134
Enero-2007	5,732	6,048,349
Febrero-2007	5,762	11,808,313
Marzo-2007	5,778	10,887,967
Abril-2007	6,148	8,391,681
Mayo-2007	6,562	16,083,982
Junio-2007	6,916	22,999,459
Julio-2007	7,112	16,438,577
Agosto-2007	7,029	14,809,194
Septiembre-2007	6,909	6,289,451

CAPÍTULO 2. CONDICIONES DE LA OFERTA Y DE LA COLOCACIÓN.

A. PLAZO DE COLOCACIÓN DE LAS ACCIONES ORDINARIAS Y VIGENCIA DE LA OFERTA.

El plazo de colocación de nuestras Acciones Ordinarias y la vigencia de la Oferta será de quince (15) días hábiles, plazo que podrá reducirse en la medida en que se coloque la totalidad de las Acciones Ordinarias de acuerdo con el procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas descrito en el presente Prospecto, lo que ocurra primero, contados a partir de la fecha de publicación del Aviso de Oferta Pública.

Todos los plazos fijados en el presente Prospecto de Información respecto de la Oferta, vencen a las cuatro de la tarde (4:00 p.m.), hora de Bogotá, Colombia, salvo que se especifique de otra manera en el Prospecto. En los plazos de días, no se entenderán como hábiles los sábados, domingos y feriados en Colombia.

B. MODALIDAD PARA ADELANTAR LA OFERTA.

La Oferta de nuestras Acciones Ordinarias se adelantará a través de una oferta pública mediante la Construcción del Libro de Ofertas en el mercado primario.

C. MEDIOS A TRAVÉS DE LOS CUALES SE FORMULARÁ LA OFERTA DE LAS ACCIONES ORDINARIAS.

Formularemos la Oferta de nuestras Acciones Ordinarias a través de la publicación del Aviso de Oferta Pública en un diario de amplia circulación nacional en Colombia.

Durante el plazo de vigencia de la Oferta, cualquier hecho relevante en relación con la Oferta que a juicio nuestro o de la SFC, deba ser comunicado a los Destinatarios de la Oferta, se hará mediante la publicación de un aviso en un diario de amplia circulación nacional de Colombia, y a través del mecanismo de información relevante, de resultar aplicable.

D. PROCEDIMIENTO DE CONSTRUCCIÓN DEL LIBRO DE OFERTAS.

El Procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas comprende dos etapas: 1. Construcción del libro de ofertas y 2. Asignación y distribución de las Acciones Ordinarias.

1. Construcción del libro de ofertas.

El Libro de Ofertas estará abierto por un término de quince (15) días hábiles a partir del día en que se publique el Aviso de Oferta Pública. 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 de Colombia. Sin perjuicio de lo anterior, podremos así mismo divulgar dicha información a través de cualquier otro medio masivo de comunicación. Este período se surtirá con posterioridad a la autorización de la Oferta Pública por parte de la SFC.

El Libro de Ofertas será administrado y construido por el Administrador del Libro de Ofertas quien 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 Prospecto.
- (ii) Custodiar el Libro de Ofertas.
- (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 en el Libro de Ofertas las órdenes de demanda recibidas durante cada día.
- (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 por precio de mayor a menor, las órdenes de demanda registradas por cada Colocador indicando el número consecutivo que identifica la orden de demanda, la cantidad y el precio de las Acciones Ordinarias demandadas en cada orden reportada.
- (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 organización y funcionamiento:

- (i) Los Destinatarios de la Oferta interesados en adquirir Acciones Ordinarias deberán presentar 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 8:00a.m. y las 4:00p.m. de cada día en que el Libro esté abierto, a cualquiera de los Colocadores Líderes que se indican a continuación o de las sociedades comisionistas que éstos subcontraten exclusivamente para ampliar la cobertura a personas naturales y personas jurídicas distintas a instituciones financieras y demás entidades vigiladas por la SFC, y que se relacionen en el Aviso de Oferta Pública:

Colocador Líder	Dirección	Teléfonos	Fax
Casa de Bolsa Corficolombiana S.A.	Calle 10 No. 4-47 Piso 21, Cali	(2)898 0600	(2) 898 2261
Interbolsa S.A.	Av. 82 No. 12-18	(1)312 1177	(1) 325 6798

Piso 6, Bogotá

Corficolombiana S.A Carrera 13 No. 26- (1) 235 8787 (1)353 9895
45, Bogotá

- (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 cantidad, que como mínimo deberá ser de quinientas (500) acciones, y el precio de las Acciones Ordinarias, y que se hayan registrado 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. Cada Colocador tendrá acceso al Libro y podrá registrar tantas órdenes de demanda como sea necesario entre las 8:00a.m. y las 4:00p.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 cantidad y el precio de las Acciones Ordinarias demandadas en cada orden y el número consecutivo que identifica la orden de demanda. Los Colocadores serán responsables de que las órdenes de demanda registradas cumplan con los requisitos contenidos en el Prospecto de Información y conservarán todas y cada una de las órdenes de demanda recibidas, o prueba de las mismas.
- (v) Entre las 8:00a.m. y las 4:00p.m. 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, el Colocador identificará la orden de demanda ingresada de acuerdo con su número consecutivo, y creará una nueva orden con la información modificada, anulándose la orden anterior.
- (vi) Los Colocadores podrán tener acceso permanente a las órdenes de demanda ingresadas por cada uno de ellos, pero no podrán conocer información relacionada con las órdenes de demandas registradas por otro Colocador, excepto respecto de información general sobre los montos de las otras demandas.

- (vii) 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 las Acciones Ordinarias”.
- (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 ordenes de demanda, el Administrador del Libro ofrecerá, para el registro de órdenes de demanda, una línea de Call Center que será informada a los Colocadores Líderes vía telefónica y que éstos a su vez informarán a las sociedades comisionistas subcontratadas, en el momento de la ocurrencia de la contingencia. Este Call Center dejará registro de todas las llamadas 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 enviarlo al emisor para que la Junta Directiva, ese mismo día, determine si formaliza o no la Oferta Pública de las Acciones Ordinarias. En caso de decidir formalizar la Oferta Pública y proceder con la adjudicación de las Acciones Ordinarias, la Junta Directiva determinará el Precio de Suscripción de cada Acción Ordinaria y el tamaño de la emisión con base en la información contenida en el Libro de Ofertas y en las necesidades de la compañía para financiar su plan de inversión.

La Junta Directiva tendrá la facultad de no formalizar la Oferta Pública de las Acciones Ordinarias cuando el precio formado con base en el libro de ofertas ponga en riesgo el precio de la acción en el mercado secundario o la cantidad demandada sea menor a las necesidades de la compañía.

- (xi) El día hábil siguiente al de la reunión de la Junta Directiva se dará a conocer la decisión de formalizar o no la oferta mediante la publicación del Aviso Complementario de Oferta Pública y su divulgación como información relevante. En el evento en que la Junta Directiva decida formalizar la oferta, se informará el Precio de Suscripción de cada Acción Ordinaria 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.
- (xii) Una vez publicado el Aviso Complementario de Oferta Pública, el emisor enviará el prospecto de información definitivo al RNVE y a la BVC informando el Precio de Suscripción y el tamaño de la Oferta.

2. Asignación y distribución de las Acciones Ordinarias.

El mismo día de la publicación del Aviso Complementario de Oferta Pública se adelantará el proceso de asignación y distribución de las Acciones Ordinarias, de conformidad con las siguientes reglas:

- (i) Las órdenes de demanda que hayan quedado registradas al cierre del Libro y que estén por debajo del Precio de Suscripción publicado en el Aviso Complementario de Oferta Pública quedarán descartadas.
- (ii) Las órdenes de demanda que hayan quedado registradas al cierre del Libro y que igualen o superen el Precio de Suscripción publicado en el Aviso Complementario de Oferta Pública, 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 número de Acciones Ordinarias demandadas no exceda el número de Acciones ofrecidas a través del Aviso Complementario de Oferta Pública, las Acciones Ordinarias serán adjudicadas en su totalidad.
 - b. En caso que el número de Acciones Ordinarias demandadas exceda el número de Acciones ofrecidas a través del Aviso Complementario de Oferta Pública, las Acciones Ordinarias se adjudicarán de la siguiente manera:
 - i. Se adjudicarán primero las órdenes de demanda individuales que por números enteros de acciones sean inferiores o iguales a la suma de DIEZ MILLONES DE PESOS (Col\$10,000,000).

En caso que la suma de estas órdenes exceda el número de Acciones Ofrecidas que se publique en el Aviso Complementario de Oferta Pública, las órdenes se adjudicarán mediante el método de prorrateo.

Si el resultado de la prorrata es un número inferior a 500 acciones, se adjudicarán 500 acciones siguiendo el orden cronológico de registro de las órdenes de demanda hasta que se agote la oferta.
 - ii. Adjudicadas las Acciones Ordinarias en la forma establecida en el numeral anterior, se utilizará el método de prorrateo para adjudicar las acciones remanentes, si las hubiere. Si el resultado de la prorrata es un número inferior a 500 acciones, se adjudicarán 500 acciones siguiendo el orden cronológico de registro de las órdenes de demanda hasta que se agote la oferta.

El mecanismo antes descrito adjudicará un número entero de Acciones Ordinarias ajustando siempre los decimales a un número entero inferior.

- (iii) Una vez adjudicadas las Acciones Ordinarias, el emisor comunicará a los Colocadores Líderes, las órdenes de demanda adjudicadas que fueron registradas por cada uno de

ellos y por las sociedades comisionistas subcontratadas por cada uno de los Colocadores Líderes.

- (iv) Los Colocadores Líderes deberán informar a los inversionistas directamente o a través de las sociedades comisionistas subcontratadas, el número de acciones que les fue adjudicado el mismo día en que reciban la comunicación de que trata el numeral (iii) anterior. A más tardar el tercer día hábil siguiente a la recepción de dicha información, el inversionista pagará de contado, en pesos colombianos, al Colocador respectivo, la suma total que corresponda al número de Acciones que le fueron adjudicadas.
- (v) Los Colocadores comunicarán a DECEVAL la identidad de cada inversionista y el número de acciones que le fue adjudicado para que haga el respectivo registro en el libro de accionistas.

Los Colocadores Líderes serán responsables de: (i) dar cumplimiento al Sistema de Prevención de Lavado de Activos (SIPLA) y demás normas sobre prevención de lavados de activos; (ii) recaudar los dineros por el valor de cada acción ordinaria adjudicada (iii) transferir al emisor el valor total de las acciones ordinarias adjudicadas, y (iv) reconocer la comisión que pacten con las sociedades comisionistas subcontratadas con el propósito de evitar el cobro de alguna comisión por parte de dichas sociedades comisionistas a sus clientes.

Las sociedades comisionistas subcontratadas tendrán las responsabilidades indicadas en los numerales (i) y (ii) inmediatamente anteriores.

La comisión de suscripción de ésta emisión será asumida por el Emisor.

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.

E. MERCADO SECUNDARIO Y METODOLOGÍA DE VALORACIÓN.

Nuestras Acciones Ordinarias están inscritas en la BVC y por lo tanto son valores libremente negociables a través de los sistemas transaccionales de la BVC.

La metodología de valoración para las Acciones Ordinarias es aquella establecida de acuerdo con lo dispuesto por la SFC y la BVC.

PARTE II - INFORMACIÓN DEL EMISOR.

CAPÍTULO 1. INFORMACIÓN GENERAL.

A RAZÓN SOCIAL, SITUACIÓN LEGAL, DURACIÓN Y CAUSALES DE DISOLUCIÓN.

Somos INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P., una empresa de servicios públicos, mixta, constituida mediante escritura pública No.3057 otorgada en la Notaría octava de Bogotá, el 14 de septiembre de 1967, registrada en la Cámara de Comercio de Medellín el 1º de julio de 1977, como sociedad anónima, de carácter comercial, del orden nacional y vinculada al MME, sometida al régimen jurídico consagrado en la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, la Ley Eléctrica (Leyes 142 y 143 de 1994), e inscrita en el RNVE como emisor de valores. Tenemos autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal y ejercemos nuestras actividades dentro del ámbito del derecho privado.

Nos disolveremos si (i) estamos imposibilitados para llevar a cabo el objeto social, (ii) tenemos menos de dos accionistas, (iii) la Asamblea General de Accionistas así lo decide con el voto favorable de los accionistas que representan más del 50% de las acciones representadas en la reunión, (iv) una autoridad competente así lo decide, (v) ocurren pérdidas que reduzcan el patrimonio neto por debajo del 50% de nuestro capital suscrito, o (vi) ocurren los demás casos expresamente establecidos por la ley y nuestros Estatutos. Con la disolución, la SSPD podrá tomar posesión de nosotros para asegurar la continuidad en la prestación del servicio de transmisión de electricidad. En dicho evento, seremos administrados por un administrador que se encargará de administrarnos o liquidar nuestros asuntos. Actualmente no estamos en liquidación ni incursos en casual de disolución y nuestra duración es indefinida.

Nuestros Estatutos Sociales han sido reformados en varias oportunidades. La última reforma estatutaria fue incorporada en la escritura pública No. 580 de la Notaría Única de Sabaneta el 10 de mayo de 2006, debidamente registrada en la Cámara de Comercio de Medellín. Ustedes pueden consultar nuestros Estatutos en nuestra página web: www.isa.com.co

Adicionalmente, contamos con un Código de Ética y un Código de Buen Gobierno, dirigidos ambos a todos nuestros accionistas, empleados, funcionarios y miembros de la Junta Directiva. Estos códigos buscan proteger a aquellas personas que inviertan en la compañía, manteniendo, entre otras cosas, una adecuada administración de los asuntos empresariales, y promoviendo la divulgación oportuna y adecuada de la información empresarial.

B. SUPERVISIÓN SOBRE EL EMISOR.

Como empresa de servicios públicos estamos sujetos a la inspección y vigilancia de la SSPD y sometidos al régimen jurídico consagrado en la Ley 142 y en la Ley 143. Adicionalmente, estamos sujetos a control concurrente de la SFC en la medida en que estamos inscritos en el RNVE y en la BVC como emisor de valores y sociedad inscrita.

1. Leyes y Regulaciones.

La Constitución Colombiana consagra que es deber del gobierno asegurar la prestación de los servicios públicos de forma eficiente para todos los habitantes del país. La Ley 142 contempla el marco regulatorio para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, incluyendo la electricidad y las telecomunicaciones, y la Ley 143 contempla el régimen para la generación,

comercialización, transmisión y distribución de energía. Las resoluciones promulgadas por la CREG reglamentan los principios generales establecidos en la Ley 142 y 143.

Ley 142: La Ley 142 establece que la electricidad y las telecomunicaciones, entre otros servicios públicos domiciliarios, son servicios públicos esenciales que pueden ser prestados por entidades del sector público y privado. Las compañías de servicios públicos deben (i) asegurar el servicio continuo y eficiente sin abuso monopolístico, (ii) cumplir con las normas aplicables a los subsidios para los usuarios de bajos ingresos, (iii) informar a los usuarios respecto del uso eficiente y seguro del servicio público, (iv) proteger el medio ambiente, (v) permitir el acceso universal a sus servicios y (vi) presentar reportes a la comisión de regulación pertinente y a la Superintendencia de Servicios Públicos. No obstante lo anterior, el requerimiento de subsidio de la Ley 142, según se ha interpretado, aplica a la prestación de electricidad para los usuarios finales de bajos ingresos y por lo tanto, no nos ha afectado, puesto que no nos involucramos en la comercialización de electricidad.

Ley 143: La Ley 143 establece los siguientes principios para la industria eléctrica, los cuales se implementan en las resoluciones promulgadas por la CREG y otros organismos reguladores que rigen el sector eléctrico: (i) eficiencia – la asignación y utilización correcta de recursos y el suministro de electricidad a un costo mínimo; (ii) calidad – cumplimiento con los requerimientos técnicos establecidos en las regulaciones que afectan el sector; (iii) continuidad – un suministro de electricidad continuo sin interrupciones injustificadas; (iv) adaptabilidad – la incorporación de tecnología y sistemas administrativos modernos para promover la calidad y eficiencia; (v) neutralidad – el tratamiento imparcial a todos los consumidores de electricidad; (vi) solidaridad – el suministro de fondos por parte de los consumidores de mayores ingresos para subsidiar la subsistencia del consumo de los consumidores de menores ingresos; y (vii) equidad – un suministro de electricidad adecuado y no discriminado a todas las regiones y sectores del país.

2. Marco Institucional.

El sector eléctrico está bajo la jurisdicción del MME, el cual define las políticas del gobierno colombiano para el sector eléctrico. Esta función se lleva a cabo en colaboración con otras entidades gubernamentales como la SSPD, la CREG, la UPME, el MHCP, el MAVDT, el DNP, el Consejo Nacional de Operaciones y los gobiernos departamentales y municipales. Las responsabilidades de dichas entidades gubernamentales se describen a continuación.



MME

El MME es responsable de la expedición de la política general y la supervisión del sector eléctrico. El MME regula la generación, transmisión, comercialización, interconexión y distribución de electricidad y aprueba los programas de generación y transmisión de electricidad. La función de supervisión directa sobre el sector eléctrico se le encarga a un número de entidades bajo su control, incluyendo la CREG y la UPME.

CREG

La CREG es una unidad administrativa especial con independencia administrativa, técnica y patrimonial y adscrita al MME, creada en 1994 y cuyos miembros son el Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda, el Director del Departamento de Planeación Nacional y cinco expertos nombrados por el Presidente por períodos de cuatro años. El Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios asiste a las reuniones de la CREG con voz pero sin voto. Las resoluciones de la CREG requieren la aprobación de una mayoría de los miembros de la misma, lo cual otorga a los designados expertos el control efectivo sobre las acciones de la CREG. Las siguientes funciones han sido asignadas a la CREG mediante las Leyes 142 y 143 de 1994: (i) establecer las condiciones para la desregulación gradual del sector hacia un mercado abierto y competitivo; (ii) aprobar las tarifas de conexión y cargos por uso para la transmisión y distribución de electricidad; (iii) establecer la metodología para calcular los cargos por uso del mercado regulado; (iv) definir los mercados de usuarios finales regulados y no regulados; (v) establecer las regulaciones para la planeación y coordinación de la operación del STN; (vi) establecer los criterios técnicos relacionados con la calidad, confiabilidad y seguridad del suministro; (vii) definir la metodología para el cálculo de las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, y los cargos por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales de despacho y el CND; (viii) fijar las tarifas de venta de electricidad; (ix) ordenar la fusión de empresas cuando haya estudios que demuestren que ello es indispensable para extender la cobertura y abaratar los costos para los usuarios; y (x) proteger los derechos de los consumidores. La CREG desempeña sus funciones mediante la expedición de resoluciones.

UPME

La UPME es una unidad administrativa especial del MME con patrimonio propio, personería jurídica y régimen especial en materia de contratación, administración de personal, salarios y prestaciones. Es responsable del desarrollo y actualización del Plan Nacional de Energía y los planes de expansión de referencia nacional. La UPME también es responsable de pronosticar los requerimientos generales de electricidad de Colombia, de planificar y desarrollar las formas y medios de satisfacer dichos requerimientos de electricidad, incluyendo el desarrollo de fuentes alternas de energía, y establecer programas para preservar y optimizar el uso de energía. Todas las compañías de transmisión de electricidad están obligadas a preparar y presentar la información pertinente a la UPME cuando la solicite.

SSPD

La SSPD es un organismo de carácter técnico con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Creada por la Constitución de 1991 para que, por delegación del Presidente de la República, ejerza el control, la inspección y la vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios. Sus principales funciones son: (i) establecer los sistemas de información y contabilidad que deben aplicar los prestadores de servicios públicos domiciliarios, (ii) vigilar y controlar que las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios cumplan con la Ley 142, con sus normas reglamentarias y las que expidan las Comisiones de Regulación, (iii) investigar las irregularidades que se presenten en las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios y (iv) sancionar a las entidades encargadas de prestar servicios públicos domiciliarios por el incumplimiento de la normatividad aplicable.

MAVDT

El MAVDT fue creado mediante la Ley No. 99 de 1993. Todos los proyectos que afectan el paisaje o que impactan el medio ambiente deben obtener licencia del MAVDT. Aunque otras autoridades ambientales pueden expedir ciertas licencias, únicamente el MAVDT tiene la autoridad de expedir licencias para la construcción de proyectos de generación a gran escala o de líneas de transmisión de electricidad que forman parte del STN.

C. DOMICILIO SOCIAL PRINCIPAL Y DIRECCIÓN PRINCIPAL.

Nuestro domicilio social principal es la ciudad de Medellín y nuestras oficinas están ubicadas en la Calle 12 sur 18 -168 en Medellín.

D. OBJETO SOCIAL PRINCIPAL.

Somos una compañía colombiana, organizada como empresa de servicios públicos mixta y 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. Nuestro negocio de transmisión de electricidad se realiza directamente y a través de nuestras subordinadas Transelca en Colombia, CTEEP en Brasil, REP, ISA Perú y Transmantaro en Perú e ISA Bolivia en Bolivia.

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 la capacidad de nuestra infraestructura de transmisión de electricidad, incluidos (i) servicios de conexión al STN en Colombia, (ii) servicios de telecomunicaciones en Colombia y (iii) la operación de los sistemas de despacho de electricidad y liquidación y compensación en Colombia.

Nuestras actividades comerciales se realizan directamente y a través de nuestras subordinadas Transelca, Internexa, XM y Flycom en Colombia, ISA Capital y CTEEP en Brasil, REP, ISA Perú y Transmantaro en Perú e ISA Bolivia en Bolivia.

E. RESEÑA HISTÓRICA.

Nos constituimos en 1967, integrados por las principales compañías de generación de electricidad de Colombia, de propiedad estatal, con el objetivo principal de construir, ser dueños de y operar una red nacional de transmisión de electricidad llamada, el STN, que conecta las redes regionales de transmisión de electricidad ubicadas en Colombia en ese tiempo. Otras compañías desde entonces han ostentado la propiedad y operan partes del STN, pero durante los últimos 12 años nosotros hemos tenido la propiedad y hemos operado al menos el 70% de las líneas de transmisión de electricidad que constituyen el STN y hemos sido responsables de la coordinación de su operación y administración. Antes de 1977, no realizamos ninguna operación con ánimo de lucro y simplemente fuimos la entidad legal a través de la cual las compañías colombianas generadoras de electricidad, de propiedad estatal, mantenían su infraestructura de transmisión de electricidad. En 1977, ingresamos al negocio de generación de electricidad con la construcción de la planta hidroeléctrica de Chivor, una instalación para 1,000 MW ubicada en Boyacá que fue la planta de energía más grande de Colombia construida en ese momento. Posteriormente construimos y operamos otras plantas, y en 1994 respondíamos por cerca del 30% de la capacidad de generación instalada en Colombia. Durante el periodo de 1977 a 1994, los costos de operación y mantenimiento de nuestra red de transmisión de electricidad se asumieron con la venta de electricidad generada por las plantas que poseíamos en ese momento.

En julio de 1994, el Congreso colombiano promulgó legislación dirigida a reestructurar el sector eléctrico y, eventualmente, privatizar las entidades de propiedad estatal en el sector. De conformidad con las leyes 142 y 143 de 1994, y sus modificaciones, en adelante Ley 142 y Ley 143, la industria eléctrica colombiana se dividió en cuatro actividades separadas de generación, transmisión, distribución y comercialización. La transmisión de electricidad no había existido previamente como una actividad comercial independiente. La Ley 143 facilitó la creación de un negocio de transmisión de electricidad al permitir la prestación de servicios de transmisión de forma independiente y establecer un precio por dichos servicios que compensarían a las compañías de transmisión de electricidad por su participación en el STN, y la disponibilidad de sus activos de transmisión de electricidad.

En relación con el establecimiento de un sector comercial de transmisión de electricidad, la Ley 142 y la Ley 143 nos exigieron responder por separado por nuestras actividades de generación y transmisión de electricidad, y despojarnos de todas las operaciones y activos de generación de electricidad. El primero de enero de 1995, comenzamos a contabilizar por separado nuestras actividades de generación eléctrica y transmisión eléctrica. En esa misma fecha comenzamos a realizar nuestras actividades de transmisión eléctrica sobre una base comercial, y a recibir ingresos de las compañías de generación de electricidad (incluidos, nosotros), poniendo a disposición nuestros activos de transmisión de electricidad que comprenden el STN y cobrando a los comercializadores de electricidad por el transporte de la electricidad que ellos reciben a través de nuestra red de transmisión eléctrica. El 30 de abril de 1995, transferimos todas nuestras operaciones y activos de generación a una sociedad recién formada y con una administración independiente, Isagen S.A. E.S.P., en adelante, ISAGEN. Desde entonces, nuestras actividades comerciales centrales han sido: transmisión de electricidad, operación del SIN y administración del MEM, hoy, a través de XM.

En 1998, ampliamos nuestra red de transmisión de electricidad al comprar el 64.99% de la participación accionaria en Transelca, la compañía que era dueña y operaba el sistema de transmisión de electricidad de la Costa Atlántica (norte de Colombia), que representaba aproximadamente el 10% del total de la red de transmisión de electricidad de Colombia; y también expandimos nuestro negocio en telecomunicaciones como un operador de operadores. En ese

mismo año, recibimos un premio nacional por el manejo ambiental y emitimos por primera vez bonos nominativos en el mercado colombiano por un monto de aproximadamente Col\$95,000 millones, los cuales recibieron la calificación local AAA por Duff & Phelps de Colombia S.A., en adelante Duff & Phelps.

En 1999, la expansión de la red de transmisión de electricidad de Colombia se ofreció a través de dos licitaciones públicas, en las cuales participamos (UPME 01 y 02 de 1999) y fuimos adjudicatarios de la construcción y operación de líneas en Santander, Norte de Santander y Atlántico. En ese mismo año, colocamos con inversionistas el último tramo de nuestra primera oferta de bonos nominativos en Colombia por un monto de aproximadamente Col\$35,000 millones e hicimos una segunda oferta de bonos por un monto de aproximadamente Col\$180,000 millones, obteniendo de nuevo una calificación AAA de Duff & Phelps.

En el 2000, nos convertimos en la primera compañía de propiedad estatal en Colombia en realizar una oferta pública en el mercado primario de Acciones Ordinarias. Ofrecimos 300 millones de nuestras acciones privilegiadas al público en Colombia, las cuales representaban 13.34% de nuestro capital social, a través de un Programa llamado “ISA acciones para todos”. Actualmente no tenemos acciones privilegiadas en circulación.

En el 2001, obtuvimos la certificación ISO 9001 para la transmisión de servicios de electricidad y recibimos el Premio Colombiano 2001 a la Calidad, como reconocimiento por la alta calidad de nuestros servicios de transmisión de electricidad. Ese mismo año completamos la tercera oferta interna de bonos nominativos por un monto de aproximadamente Col\$130,000 millones, obteniendo una calificación AAA de Duff & Phelps.

En el 2002, completamos una segunda emisión de 120 millones de acciones privilegiadas con derecho a voto bajo el programa “ISA acciones para todos”. Actualmente no tenemos acciones privilegiadas en circulación.

En el 2003, a través de dos procesos licitatorios públicos internacionales, o UPME 01 y UPME 02, ganamos el derecho a construir, operar y mantener una línea de transmisión eléctrica de 1,000km que conecta la región central del país con la región de la costa Atlántica en el norte de Colombia. Estos dos proyectos entraron en operación en diciembre de 2006 y mayo de 2007, respectivamente, y han agregado aproximadamente 1,000 km a nuestras líneas de transmisión de electricidad.

Para financiar nuestros programas de expansión y gastos de capital, en el 2004 establecimos un programa nuevo para la emisión de bonos nominativos en el mercado colombiano por un monto de aproximadamente Col\$450,000 millones, que posteriormente se aumentó a aproximadamente Col\$850,000 millones. Colocamos aproximadamente Col\$587,000 millones en bonos nominativos bajo este programa entre inversionistas minoritarios e institucionales en Colombia.

En diciembre de 2006 adquirimos de ECOPETROL un 34.99% adicional de la participación accionaria en Transelca, mediante un intercambio accionario en el cual ECOPETROL recibió 58.925.480 de nuestras Acciones Ordinarias que representaban el 5.78% de nuestras 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.

Nuestra expansión en América Latina comenzó con la constitución de ISA Perú en el año 2001, y junto con EEB, con la constitución de REP en 2002 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 el 2003 entramos 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 el 2005, entramos al mercado de electricidad en América Central, a través de la adquisición de una participación del 12.50% en EPR. En el 2006 adquirimos 60.00% del capital social de Transmantaro, aumentando nuestra participación en el mercado peruano de transmisión de electricidad aproximadamente a 91.03% 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).

F. COMPOSICIÓN ACCIONARIA E INFORMACIÓN SOBRE NUESTROS PRINCIPALES ACCIONISTAS.

1. Composición Accionaria.

Nuestro accionista mayoritario es la Nación (55.87%) y nuestros accionistas incluyen a Empresas Públicas de Medellín, en adelante EEPPM, una empresa colombiana de servicios públicos vinculada con los servicios de generación y distribución de electricidad y distribución de agua controlada por el Municipio de Medellín (10.06%), ECOPETROL S.A., en adelante ECOPETROL, la compañía Colombiana de gas y petróleo de propiedad estatal (5.78%), y la Empresa de Energía de Bogotá, en adelante EEB, una compañía de transmisión de electricidad controlada por el Distrito de Bogotá (1.72%). Nuestras Acciones Ordinarias se negocian en la BVC y están registradas en el RNVE y la BVC.

La siguiente tabla muestra la composición de nuestro capital social a 31 de diciembre de 2006:

Accionistas	Número de Acciones	%
Inversionistas Estatales	748,515,799	73.44%
La Nación	569,472,561	55.87%
EEPPM	102,582,317	10.06%
ECOPETROL	58,925,480	5.78%
EEB	17,535,441	1.72%
Inversionistas Privados	270,751,364	26.56%
Personas Naturales	124,658,017	12.23%
Inversionistas Institucionales	114,407,313	11.22%
Personas Jurídicas	17,126,377	1.68%
Inversión Extranjera	9,807,307	0.96%
Programa ADR de ISA	4,752,350	0.47%
Total	1,019,267,163	100.00%

2. Información sobre nuestros principales accionistas.

Nación

Para mayor información sobre la NACIÓN pueden consultar la página web www.gobiernoonlinea.gov.co

Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P.¹

EEPPM es una empresa industrial y comercial del Estado, de propiedad en un 100% del municipio de Medellín, con personería jurídica municipal, autonomía administrativa y financiera y con patrimonio propio. Se rige por reglas de derecho privado, salvo algunas excepciones dispuestas por la ley. Su objeto social es la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, energía, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y telefonía local móvil en el sector rural, y demás servicios de telecomunicaciones.

EEPPM tiene un amplio portafolio de inversiones en empresas como EPM Bogotá Aguas S.A. E.S.P., UNE – EPM Telecomunicaciones, ISAGEN, GENSA y AGUAS De URABA, entre otras. Durante la última década, la organización se ha expandido a otros mercados regionales gracias a la adquisición de acciones de otras empresas, dando vida al Grupo Empresarial EPM. De él forman parte hoy, entre otras, EDATEL, EMTELSA, EMTELCO, ETP, EPM Bogotá, Orbitel y Colombia Móvil.

Para mayor información sobre EEPPM pueden consultar su página web www.eeppm.com

ECOPETROL S.A.²

Ecopetrol S.A. es una sociedad pública por acciones de conformidad con el Decreto Ley 1760 de 2003, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, regida por sus estatutos protocolizados mediante Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, modificada por las Escrituras Públicas No. 4302 del 26 de Septiembre de 2006 y No. 5139 del 16 de noviembre de 2006, todas otorgadas en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C. de la Notaría Segunda del Círculo de Bogotá D.C.

ECOPETROL funciona como sociedad de naturaleza mercantil, dedicada principalmente al ejercicio de las actividades comerciales o industriales de exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, conforme a las reglas del derecho privado y a las normas contenidas en sus estatutos, salvo excepciones consagradas en la ley (Decreto 1209 de 1994).

ECOPETROL es matriz de las sociedades extranjeras Black Gold Re Limited y Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil Ltda., situación de control que fue registrada ante la Cámara de Comercio de Bogotá.

Para mayor información sobre ECOPETROL pueden consultar su página web www.ecopetrol.gov.co

Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. – EEB S.A. E.S.P.³

La EEB es una empresa de servicios públicos, constituida como sociedad anónima por acciones, conforme lo dispuesto por la Ley 142, con autonomía administrativa, presupuestal y patrimonial, cuyo objeto social principal es la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, incluido el gas y líquidos combustibles en todas sus formas, actividades que ejerce

¹ Información tomada de www.eeppm.com en mayo de 2007.

² Información tomada de www.ecopetrol.gov.co en mayo de 2007 y del Certificado de Existencia y Representación Legal de la sociedad expedido por la Cámara de Comercio de Bogotá el 9 de mayo de 2007.

³ Información tomada de www.eeb.com.co en mayo de 2007 y del Certificado de Existencia y Representación Legal de la sociedad expedido por la Cámara de Comercio de Bogotá el 9 de mayo de 2007.

conforme al derecho privado. La EEB se rige por la Ley 142 y la Ley 143, sus estatutos, los acuerdos marco de intervención y el Código de Comercio.

En la actualidad tiene un portafolio de inversiones en importantes empresas del sector energético entre las que se destacan CODENSA (primera empresa comercializadora del país), EMGESA (segunda empresa generadora de Colombia), GAS NATURAL (con más de un millón de clientes del mercado nacional) ISA, ISAGEN, y la Electrificadota del Meta. Adicionalmente, a partir del año 2002 la EEB tiene una participación del 40% en la empresa Red de Energía del Perú.

Para mayor información sobre EEB pueden consultar su página web www.eeb.com.co

G. PRÁCTICAS DE GOBIERNO CORPORATIVO.

Nos regimos por normas de gobierno corporativo que cumplen con los requisitos legales contenidos en la Resolución 275 de 2001 expedida por la SFC y la Ley No. 964, y que siguen algunas recomendaciones regionales, incluyendo el “*White Paper*” de la Organización para el Desarrollo y Cooperación Económica (OECD) sobre Gobierno Corporativo en América Latina y el Código de Gobierno Corporativo de la Corporación Andina de Fomento (CAF). Así mismo, de conformidad con la Circular Externa 028 de 2007 expedida por la SFC, efectuaremos el reporte anual de prácticas de Gobierno Corporativo contenidas en el Código País.

Independencia de los Miembros de la Junta Directiva

La Ley 964 exige que por lo menos el 25% de los miembros de la Junta Directiva sean miembros independientes. Adicionalmente, la ley colombiana ordena a todos los directores 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 una decisión.

Comités de la Junta Directiva

La Junta Directiva tiene un Comité de Asuntos de Junta, un Comité de Nuevos Negocios y un Comité de Auditoría, cada uno de los cuales está conformado por miembros principales y miembros suplentes de la Junta Directiva. El Comité de Auditoría fue creado por la Junta Directiva el 26 de septiembre de 2003 y el Comité de Junta y el Comité de Nuevos Negocios se crearon el 30 de abril de 2004. Estos comités vigilan el desempeño de nuestro equipo administrativo en áreas tales como controles internos, nuevos proyectos, desarrollo de talento y cumplimiento con nuestro Código de Buen Gobierno, todo ello de conformidad con las normas colombianas sobre gobierno corporativo que nos son aplicables.

Código de Buen Gobierno

El 15 de noviembre de 2001, nuestra Junta Directiva adoptó un Código de Buen Gobierno dirigido a todos nuestros accionistas, administradores y trabajadores, el cual cumple con los criterios establecidos en la Resolución No. 275 de 2001 de la SFC. El Código de Buen Gobierno ha sido modificado por la Junta Directiva, su última modificación se realizó en octubre de 2005. El Código busca, entre otros asuntos, proteger a aquellas personas que inviertan en la compañía, manteniendo una adecuada administración de los asuntos empresariales, y promoviendo la divulgación oportuna de la información empresarial requerida.

Divulgación de información

Estamos sujetos a las siguientes obligaciones de divulgación de información de manera periódica:

- CGN. Debemos presentar anualmente ante la CGN información sobre cambios significativos en nuestras cuentas por cobrar, cuentas de accionistas y de activos, así como estados financieros actualizados junto con sus respectivas notas.

- CGR. Debemos presentar anualmente a la CGR información sobre nuestros métodos contables, el cumplimiento con las leyes y regulaciones aplicables, nuestras políticas contractuales y nuestros manuales de organización.
- SSPD. Debemos presentar dos veces al año a la SSPD información administrativa, comercial y financiera, incluyendo información sobre gastos de capital.
- SFC y BVC. Debemos suministrar a la SFC y BVC de manera regular información sobre las reuniones de nuestra Asamblea General de Accionistas, dividendos pagados por nosotros, estados financieros consolidados, información relevante y estados financieros trimestrales e informes del revisor fiscal, entre otros.

H. NUESTRA POLITICA DE DIVIDENDOS.

Nosotros reconocemos y pagamos dividendos de acuerdo con las disposiciones de la ley colombiana y nuestros Estatutos. Nuestros accionistas pueden aprobar la distribución de dividendos, incluso distribuciones provisionales, con base en nuestros estados financieros anuales, semestrales o trimestrales. El monto de cualquier distribución dependerá de varios factores como los resultados de nuestras operaciones, los requisitos legales de distribución de un porcentaje mínimo de dividendos, nuestra condición financiera o la necesidad de tener fondos, nuestras estimaciones de crecimiento y otros factores que nuestra Junta Directiva y los accionistas consideren relevante.

Nuestros accionistas, una vez aprobados los estados financieros en una reunión de nuestra Asamblea General de Accionistas debidamente convocada, deben decidir sobre la asignación de nuestras utilidades susceptibles de reparto, si las hubiere, para el año anterior mediante decisión adoptada con el voto afirmativo de un número plural de accionistas que representen la mitad más una de las Acciones Ordinarias representadas en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, previa recomendación de la Junta Directiva y nuestro Gerente General.

Las siguientes tablas muestran la historia de pago de dividendos por parte nuestra a nuestros accionistas y de nuestras subordinadas a nosotros para el período indicado:

Dividendos pagados por nosotros			
<u>Año con cierre a diciembre 31,</u>			
<u>2004</u>	<u>2005</u> (Col\$ en miles de millones)	<u>2006</u>	
106.731	99.395	111.880	
Dividendos pagados a nosotros por nuestras subordinadas			
<u>Año con cierre en diciembre 31,</u>			
<u>2004</u>	<u>2005</u> (Col\$ en millones)	<u>2006</u>	
Transelca	12,196	5,594	21,807
Internexa	-	-	8,123
Flycom	-	-	-

XM	-	-	-
ISA Capital(*)	-	-	-
CTEEP(**)	-	-	-
ISA Perú	766	94	4,021
REP	-	15,642	-
Transmantaro(**)	-	-	-
ISA Bolivia	-	-	-

(*) Bajo las disposiciones del Instrumento que regula los bonos emitidos por ISA Capital el 29 de diciembre de 2006, ISA Capital no nos puede repartir dividendos a nosotros. En consecuencia, mientras esos bonos permanezcan en circulación, los dividendos pagados por CTEEP a ISA Capital no son susceptibles de ser repartidos a nosotros o a ninguna otra de nuestras subordinadas.

(**) Las cantidades que se indican como dividendos pagados por estas compañías no fueron dividendos recibidos por nosotros o nuestras subsidiarias y se efectuaron antes de nuestra adquisición de una participación de 37.46% en CTEEP y una participación del 60.00% en Transmantaro. Las cantidades que se indican se fundamentan en los dividendos pagados por esas compañías a sus accionistas para los períodos indicados, según como se ajustaron, para reflejar nuestra participación proporcional actual a 31 de diciembre de 2007.

Según nuestros Estatutos y de conformidad con las disposiciones del Código de Comercio, debemos distribuir un dividendo obligatorio correspondiente como mínimo al 50% de nuestras utilidades líquidas anuales, calculadas de acuerdo a lo dispuesto por el Código de Comercio, ó 70% de nuestras utilidades líquidas en el evento en que nuestras reservas excedan el 100% de nuestro capital suscrito. Este requerimiento de un dividendo mínimo del 50% puede renunciarse mediante el voto favorable de un número plural de accionistas que representen por lo menos el 78% de las Acciones Ordinarias representadas en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas. Sin embargo, la Nación, nuestro principal accionista, ha acordado abstenerse de promover o votar a favor de una decisión que proponga un reparto de dividendos de menos del mínimo dividendo obligatorio del 50%, durante la vigencia de la Declaración. Ver “Situación de Control - Declaración de la Nación”.

En cada asamblea general ordinaria de accionistas, nuestra Junta Directiva debe informar la forma de asignar nuestro ingreso neto del año anterior y repartir los dividendos a los accionistas. La asignación está sujeta a la aprobación por parte de nuestros accionistas. El Código de Comercio define como “ingreso anual” para cualquier año los resultados de las operaciones en un año dado después de deducir el pago de impuestos de renta, la creación de la reserva legal y otras reservas y de enjugar las pérdidas de ejercicios fiscales anteriores.

De conformidad con los Estatutos y la ley colombiana, el 10% de nuestras utilidades netas anuales debe aplicarse a la creación de una reserva legal hasta que dicha reserva sea equivalente por lo menos al 50% de nuestro capital emitido y en circulación. Todas las Acciones Ordinarias totalmente pagadas y en circulación al momento de declararse un dividendo u otro reparto tendrán derecho a la participación proporcional de dicho dividendo u otro reparto. Las Acciones Ordinarias que solo sean parcialmente pagadas participan en un dividendo o reparto en la misma proporción en que han sido pagadas dichas acciones al momento del dividendo o reparto.

El pago de dividendos en acciones requiere la aprobación de un número plural de accionistas que representen el 80% de las Acciones Ordinarias representadas en la reunión. Si no se logra esa mayoría, los dividendos en acciones se distribuirán únicamente a los accionistas que hubieren aprobado el reparto propuesto.

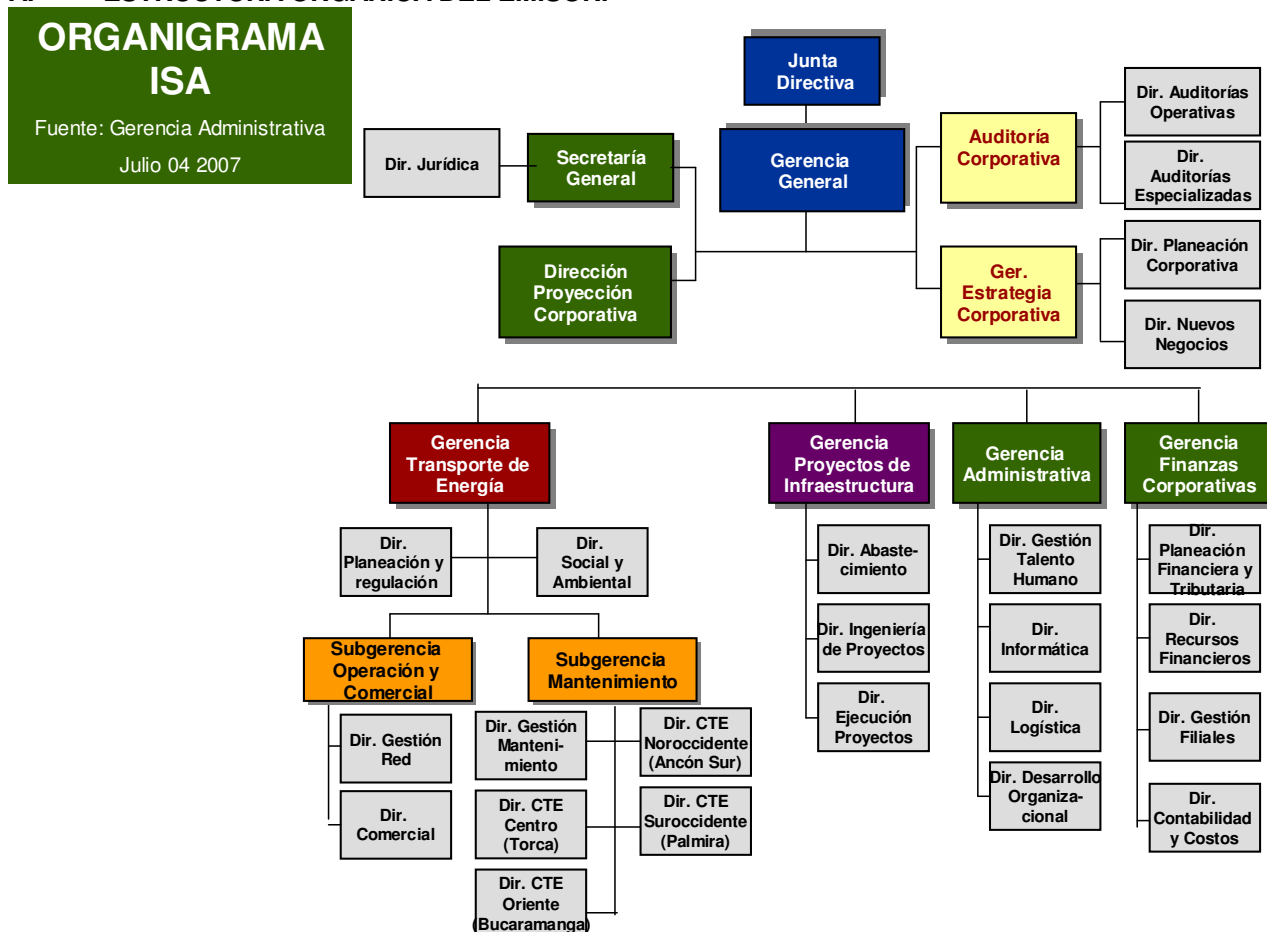
Los dividendos declarados sobre las Acciones Ordinarias serán pagados a los accionistas inscritos, según como aparece en el libro de registro de accionistas que conservamos en las fechas de registro correspondientes, que inicialmente serán las mismas a las correspondientes fechas de pago de dividendos.

En nuestra última Asamblea General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de marzo de 2007, nuestros accionistas autorizaron el pago de dividendos sobre las Acciones Ordinarias respecto del año fiscal que termina en diciembre 31 de 2006 por Col\$130,466 millones. Los dividendos autorizados de esa manera serán pagados en 4 cuotas, exigibles en abril, julio, octubre de 2007 y

enero de 2008. Adicionalmente, el 30 de marzo de 2007 la Asamblea de Accionistas autorizó la creación de una reserva en un monto de Col\$2,993.52 millones que se utilizará para financiar el pago de un dividendo hasta por Col\$96 por Acción Ordinaria a los compradores de las Acciones Ordinarias. Este dividendo será pagado en tres cuotas de Col\$32 cada una, el 18 de julio de 2007, 18 de octubre de 2007 y 18 de enero de 2008. En el evento en que la suscripción y pago de las Acciones se realice después del 18 de julio de 2007, fecha prevista para el pago de la primera cuota de este dividendo, se pagarán únicamente las cuotas segunda y tercera. De la misma manera, si la suscripción y pago de las Acciones se realiza después del 18 de octubre de 2007, fecha prevista para el pago de la segunda cuota del dividendo, se pagará únicamente la tercera cuota.

CAPÍTULO 2. 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 períodos 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.

Algunas de las principales funciones de la Junta Directiva son: nombrar, remover y reelegir al Gerente General y sus dos 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.

Actualmente la Nación elige la mayoría de los miembros de nuestra Junta Directiva y los funcionarios directivos, por lo tanto en el evento en que la Nación deje de ser nuestros accionista mayoritario, los miembros de la Junta Directiva y nuestros funcionarios directivos cambiarían. Ver “Información sobre Riesgos del Emisor”.

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 Dr. Hernán Martínez Torres)	03/06/06	Vice Ministro de Minas y Energía (actualmente el Dr. Manuel Fernando Maiguashca 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 Farbaiarz	03/18/02	Director de Crédito Público (actualmente el Dr. Julio Andrés Torres García)	11/24/06
Jesús Arturo Aristizábal Guevara*	03/26/99	Gabriel Jaime Betancourt Mesa*	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 Dr. 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 - Intercor, 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 Dra. 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 Extebandes de Colombia, Telestudio 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 Farbaiarz

Nacido el 10 de mayo de 1943, el Sr. 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 Sr. Yanovich obtuvo una Maestría en el Massachusetts Institute of Technology, USA (1966). El Sr. 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 Sr. 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.

Jesús Arturo Aristizábal Guevara

El Sr. Aristizábal fue designado por EPPMM 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 Sr. 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 Sr. 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 Sr. 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 Sr. Aristizábal también representa a Empresas Públicas de Medellín ante la junta directiva de ISAGEN y Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P.

Santiago Montenegro Trujillo

Nacido el 1 de marzo de 1955, el Dr. 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 Dr. 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 Dr. 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

Nacida el 10 de marzo de 1960, la Sra. 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 Sra. Lafaurie fue designada como Ministra de Minas y Energía de Colombia donde permaneció desde octubre de 2001 hasta agosto de 2002. La Sra. 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 Sra. Lafaurie es miembro de la junta directiva de CTEEP.

Orlando Cabrales Martínez

El Sr. 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 Sr. 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 Sr. 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., Ingesser 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 Sr. 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 Sra. 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 elINDERENA 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.

Julio Andrés Torres García

El Sr. Torres es Ingeniero de Sistemas y Computación de la Universidad de los Andes, Especialista en Finanzas de la misma Universidad, Master en Administración de Empresas de Kellogg Graduate School of Management Evanston, Northwestern University y Master en Administración Pública de Kennedy School of Government Cambridge, Harvard University. Desde abril de 2006 el Sr. Torres se desempeña como Director General de Crédito Público y del Tesoro Nacional del MHCP. El Sr. Torres se ha desempeñado como representante de la Línea de Negocios de Gobierno de UNISYS CORPORATION; como Vicepresidente Mercados Emergentes Área de Mercado de Capitales en J.P. Morgan Chase Bank New York; como consultor en proyectos públicos de infraestructura en Mercados Emergentes de la firma Diligo Advisory Group, LLC Miami y Bogotá y como profesor de varias Universidades.

Gabriel Jaime Betancourt Mesa

Nacido el 31 de marzo de 1960, el Sr. Betancourt obtuvo su título de Ingeniero Civil de la Universidad de Medellín con Especialización en Sistemas de Información de la Universidad EAFIT y Especialización en Gerencia de la Universidad Pontificia Bolivariana. El Sr. Betancourt fue Jefe de Planeación de Turantioquia (1983-1984) y desde 1984 se vinculó a Empresas Públicas de Medellín desempeñando varios cargos tales como Jefe del Departamento de Prehabilitación, Jefe Departamento Control de Almacenes, Coordinador Unidad Desarrollo Organizacional de la Gerencia Distribución Energía, y Subgerente Administración y Finanzas Distribución Energía. Actualmente es Gerente de Distribución de Energía y en diciembre del año 2000 se desempeñó como Gerente General Encargado de EPPM.

Jorge Hernán Cárdenas Santa María

El Sr. 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 Metalmecánicas (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) e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA).

El monto total de la remuneración pagada a nuestros miembros de Junta Directiva y funcionarios ejecutivos durante el año fiscal terminado el 31 de diciembre de 2006, fue Col\$2,210 millones. Como remuneración por sus servicios todos los miembros de la Junta Directiva, incluyendo aquellos que son funcionarios públicos, reciben tres SMLMV por su asistencia a cada reunión de la junta.

C. MECANISMOS ADOPTADOS PARA GARANTIZAR INDEPENDENCIA.

La Ley 964 exige que por lo menos 25% de los miembros de la Junta Directiva sean 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 directamente o en virtud de convenio 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 una 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 una decisión.

D. VINCULACIÓN DE LOS MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA CON LA SOCIEDAD O SUS SOCIEDADES VINCULADAS.

Ninguno de los miembros de la Junta Directiva está vinculado laboralmente con nosotros o alguna de nuestras subordinadas desempeñando cargos adicionales.

Los siguientes miembros principales y suplentes de nuestra Junta Directiva son a su vez miembros de las juntas directivas de algunas de nuestras subordinadas, según se indica a continuación.

Nombre	Junta Directiva en la que participa
Isaac Yanovich Farbaiarz	Miembro principal Junta Directiva ISA
	Miembro junta directiva CTEEP
Santiago Montenegro Trujillo	Miembro principal Junta Directiva ISA
	Miembro junta directiva REP
	Miembro junta directiva de Consorcio TransMantaro
Luisa Fernanda Lafaurie Rivera	Miembro principal Junta Directiva ISA
	Miembro junta directiva CTEEP
Orlando José Cabrales Martínez	Miembro principal Junta Directiva ISA
	Miembro junta directiva CTEEP
	Miembro junta directiva Transelca
Julio Andrés Torres García	Miembro suplente Junta Directiva ISA
	Miembro principal junta directiva Internexa
Jorge Hernán Cárdenas Santamaría	Miembro suplente Junta Directiva ISA
	Miembro principal junta directiva ISA Bolivia
Andrés Felipe Mejía Cardona	Miembro suplente Junta Directiva ISA
	Miembro principal junta directiva Flycom
	Miembro principal junta directiva XM

E. 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
Julián Cadavid Velásquez	Gerente de Transporte de Energía	02/07
Guillermo Márquez Moreno.	Gerente de Proyectos de Infraestructura	02/07
Carlos Alberto Rodríguez	Gerente de Finanzas Corporativas	04/07
John Byron Pérez Díez	Auditor Corporativo	12/06
Juan David Bastidas Saldarriaga	Secretario General	06/05

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

Luis Fernando Alarcón Mantilla

Nacido el 10 de agosto de 1951, el Sr. 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 Sr. 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 Sr. Alarcón fue presidente de la Flota Mercante GranColombiana (1991-1997), Presidente de Comunican Multimedios (2000) y Presidente de Asofondos (2001-2007). Antes de vincularse a la compañía como Gerente General, el Sr. Alarcón fue presidente de nuestra Junta Directiva por cinco años. Actualmente, el Sr. Alarcón es el presidente de las juntas directivas de todas nuestras subordinadas.

César Augusto Ramírez Rojas

Nacido el 30 de julio de 1956, el Sr. 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 Sr. 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 Sr. Ramírez es también miembro de la junta directiva de CTEEP, REP y Transmanto.

Carlota María Nicholls Estrada

Nacida el 3 de mayo de 1958, la Sra. 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 Sra. 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.

Julián Cadavid Velásquez

Nacido el 29 de noviembre de 1962, el Sr. Cadavid es Ingeniero Eléctrico de la Universidad Pontificia Bolivariana (1985) y está actualmente vinculado al Programa de Alta Gerencia de la Universidad EAFIT. El Sr. Cadavid Velásquez se vinculó a la compañía en el año 1986 como Ingeniero de Mantenimiento para la Región Noroccidental. Desde entonces ha trabajado como Coordinador del Centro de Control de Energía, Director del Centro Noroccidental de Transmisión de Energía, y Gerente de Mantenimiento y Delegado de la Ofical de Transporte de Energía de la filial REP.

Guillermo Márquez Moreno

Nacido el 14 de junio de 1956, el Sr. 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 Licitaciones y, recientemente Nuevos Negocios en Brasil. El Sr. Márquez fue nombrado Gerente de Proyectos de Infraestructura en febrero de 2007.

Carlos Alberto Rodríguez López

Nacido el 18 de marzo de 1967, el Sr. Rodríguez obtuvo el título de Economista de la Universidad de los Andes (1990). Obtuvo también una maestría en Economía (1991) y un título de post-grado en Finanzas Privadas (1992) de la misma universidad. Desde 1990 hasta 1998 fue gerente de departamento y economista *senior* en el Banco de la República de Colombia, asociado y vice presidente *senior* de ventas Europeas para Lehman Brothers Inc. desde 1998 hasta 2002, Director General de Crédito Público y Tesorero Nacional de MHCP hasta el año 2004 y vicepresidente de desarrollo de mercados de la BVC desde el año 2004 hasta abril de 2007, fecha en la cual se vinculó a la compañía como Gerente de Finanzas Corporativas.

John Byron Pérez Díez

Nacido el 14 de febrero de 1967, el Sr. Pérez es Contador Público de la Universidad de Medellín (1993). Antes de su vinculación a la compañía, el Sr. 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

Nacido el 5 de enero de 1968, el Sr. Bastidas es abogado de la Universidad Pontificia Bolivariana (1989) y Especialista en Derecho Comercial de la misma universidad (1990). El Sr. 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 Sr. 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 Sr. Bastidas trabajó en el Banco Industrial Colombiano como abogado responsable de negocios internacionales.

F. PERSONAS QUE EJERCEN LA REVISORÍA FISCAL.

Nuestro Revisor Fiscal es PricewaterhouseCoopers Ltda., firma auditora que designó a Carlos Enrique Gordillo Bolaños como revisor fiscal principal y a Sandra Milena Mejía como revisor fiscal suplente. A continuación una descripción breve de sus hojas de vida.

Carlos Enrique Gordillo Bolaños

El señor Gordillo es Contador Público de la Universidad Central de Bogotá con tarjeta profesional No. 33537-T, con capacitaciones en Business Development Skills, Administración y Control de trabajos, Globalización de la economía, US-GAAP y Normas Internacionales, entre otros. Se vinculó a la firma PricewaterhouseCoopers Ltda el 1º de julio de 1988 y tiene actualmente más de 19 años de experiencia en el área de auditoría. El señor Gordillo cuenta con experiencia de auditoría y/o revisoría fiscal en ISAGEN, Grupo Noel, Productos Familia, Credibanco Visa, Orbitel, Compañía eléctrica Sochagota, Empresa de Energía de Pereira, Empresa Acueducto de Bogotá, Nokia, Royal & Sun Alliance, Grupo Ardila Lulle, Grupo Inversión Nacional de Chocolates y Novartis, entre otros.

Sandra Milena Mejía

La señora Mejía es Contadora Pública de la Universidad de Medellín con tarjeta profesional No. 82617-T, con capacitaciones en: disponible, cuentas por pagar y cobrar, inventarios, propiedad planta y equipo, ajustes por inflación, metodología control assurance: control interno, actualización tributaria, tecnología Team Asset, Team Asset Conceptos Básicos, Revisiones Analíticas. Cursos externos recibidos: derechos financieros, riesgos financieros, evaluación y contabilización de inversiones, IFRS. Se vinculó a la firma PricewaterhouseCoopers Ltda el primero de septiembre de 2001 con experiencia de 5 años en auditoría, y desempeña actualmente el cargo de Senior del área de Assurance, de PricewaterhouseCoopers. Algunas empresas en las que ha ejercido funciones de revisoría fiscal son: Industrias alimenticias Noel, Tecniagro S. A., Litoempaques, Eade S. A. E.S.P, Flycom, Internexa, Incolmos, Productos Familia, Prodenvases Crown S.A, Dinamica I.P.S, Central Hidroeléctrica de Caldas, Empresa de Energía del Quindío, Colombit, Empresa de Energía de Pereira, Gases del Quindío.

G. PARTICIPACIÓN ACCIONARIA DE LOS MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA Y FUNCIONARIOS DIRECTIVOS EN EL EMISOR.

Al 28 de septiembre de 2007 los miembros de nuestra Junta Directiva que tienen participación en nuestro capital social son: Orlando Cabrales Martínez con 26,265 acciones, Luisa Fernanda Lafaurie Rivera con 9,543 acciones, Jorge Hernán Cárdenas Santamaría con 33,603 acciones y Yanovich y CIA. S C S con 5,280 acciones; y los funcionarios directivos que tienen participación en nuestro capital social son: Carlotta María Nicholls Estrada con 1,059 acciones, Guillermo Márquez Moreno con 692 acciones, César Augusto Ramírez Rojas con 11,958 acciones, Julián Cadavid Velásquez con 4,303 acciones, Robinson Toro Castaño con 5,184 acciones, Jairo Alberto Alzate con Pino 4,359 acciones, Soraya Naranjo Betancourt con 5,005 acciones, Jorge Ivan Lopez Betancourt con 2,739 acciones, Jose Alberto Lopez Acevedo con 8,200 acciones, Germán Ortiz Plata con 15,692 acciones, Alberto Mauricio Bernal Latorre con 6,641 acciones, Edgar Enrique Díaz Henao con 5,540 acciones, Andres Villegas Ramelli con 7,801 acciones y Luis Carlos Villegas Rodriguez con 1,158 acciones.

H. CONVENIOS O PROGRAMAS PARA OTORGAR PARTICIPACIÓN A LOS EMPLEADOS EN EL CAPITAL DEL EMISOR.

No existen convenios o programas que otorguen participación a nuestros empleados en nuestro capital social. Por disposición de nuestro Código de Buen Gobierno nuestros empleados no pueden comprar o vender, o recomendar a terceros comprar o vender títulos de la compañía cuando posean información sustancial de la compañía no revelada al público.

I. SITUACION DE CONTROL.

En consideración a lo establecido en los artículos 260 y 261 del Código de Comercio, modificados por los Artículos 26 y 27 de la Ley 222 de 1995, estamos sometidos al control de nuestro accionista mayoritario, la Nación, en la medida en que éste posee directamente más del cincuenta por ciento de nuestro capital en circulación representado en Acciones Ordinarias con derecho a voto, tal y como se relaciona en la siguiente tabla que muestra la composición del capital social a 31 de diciembre de 2006:

Accionistas	Número de Acciones	%
Inversionistas Estatales	748,515,799	73.44%
La Nación	569,472,561	55.87%
EEPPM	102,582,317	10.06%
ECOPETROL	58,925,480	5.78%
EEB	17,535,441	1.72%
Inversionistas Privados	270,751,364	26.56%
Personas Naturales	124,658,017	12.23%
Inversionistas Institucionales	114,407,313	11.22%
Personas Jurídicas	17,126,377	1.68%
Inversión Extranjera	9,807,307	0.96%
Programa ADR de ISA	4,752,350	0.47%
Total	1,019,267,163	100.00%

Declaración de la Nación.

El 15 de diciembre de 2000, la Nación como nuestro accionista mayoritario, firmó una Declaración, en adelante la Declaración, tendiente a proteger a los accionistas minoritarios⁴, mediante la cual la Nación se comprometió a votar a favor de los siguientes puntos, entre otros:

- *Política de Información.* Que la compañía establezca y mantenga un centro de información al accionista, mediante el cual se pondrá a disposición de los accionistas, trimestralmente, la información financiera, así como la demás información que la gerencia de la sociedad prepara periódicamente para su divulgación entre los accionistas.
- *Dividendos.* Política clara en materia de distribución de dividendos donde debemos distribuir a nuestros accionistas los porcentajes mínimos establecidos en la ley después del pago de impuestos, reserva legal y pérdidas de períodos anteriores.
- *Reuniones de la Asamblea General de Accionistas.* La Nación se comprometió a lo siguiente:
 - (i) proponer a la Asamblea y votar las modificaciones que sea necesario introducir en nuestros Estatutos para que se pueda convocar a sesiones extraordinarias de la Asamblea General por solicitud de un número de accionistas que represente por lo menos el 20% del total de las acciones suscritas de la compañía.
 - (ii) proponer a la Asamblea y votar de forma tal que toda actividad, deliberación o decisión respecto a cualquiera de los siguientes asuntos sean tomadas por la Asamblea General con el voto favorable de un número plural de accionistas que representen como mínimo el 65% de las acciones suscritas. De lo contrario la Nación deberá votar negativamente la decisión respectiva:
 - a. cualquier reforma en nuestro capital accionario, la emisión de acciones, la obligación a convertir en acciones títulos de deuda que pueda representar un aporte de capital por parte de cualquier accionista minoritario individualmente considerado, que exceda de 2 SMMLV.
 - b. Los términos y condiciones de los respectivos reglamentos de emisión y colocación de acciones, así como la decisión de que las acciones que sean emitidas y ofrecidas dentro de nuestros procesos de capitalización, se coloquen sin sujeción al derecho de preferencia. No obstante, si no se obtiene la mayoría mencionada, la Nación deberá convocar una segunda Asamblea General en la cual se decidirá por mayoría ordinaria en caso de no obtenerse la mayoría especial mencionada.
 - c. cambios en la política de dividendos descrita en la Declaración.
 - d. El pago de dividendos en acciones a los accionistas minoritarios.

⁴ Para efectos de la Declaración accionistas minoritarios significa todos aquellos accionistas propietarios o beneficiarios reales de acciones privilegiadas que individualmente representen máximo el 15.00% de las acciones privilegiadas y cualquier persona propietaria o beneficiaria real de acciones ordinarias que individualmente represente máximo el 1.00% de las acciones ordinarias en circulación durante la vigencia de las acciones privilegiadas, o todos aquellos accionistas propietarios o beneficiarios reales de acciones ordinarias que individualmente representen máximo el 3.00% de las acciones en circulación, una vez las acciones privilegiadas se conviertan en acciones ordinarias. Actualmente, no tenemos acciones privilegiadas en circulación por cuanto todas nuestras acciones privilegiadas se convirtieron en acciones ordinarias el 31 de diciembre de 2002.

- (iii) proponer a la Asamblea y votar de forma tal que la venta, liquidación, transferencia a cualquier título o enajenación o arrendamiento de nuestros activos o bienes, en una o varias transacciones relacionadas, y cuyo monto sea superior a 15.00% de nuestra capitalización bursátil, o la venta o transferencia en todo o en parte del establecimiento de comercio de la compañía, ya sea a través de una sola operación o de una serie de operaciones relacionadas, en un plazo de 12 meses corridos, requiera la aprobación de la Asamblea General de Accionistas con el voto favorable de un número plural de accionistas que representen el 70% de las acciones suscritas. En caso de que no se alcance dicha mayoría, la decisión se podrá tomar con la mayoría simple del total de acciones suscritas, pero los accionistas minoritarios ausentes o disidentes tendrán el derecho de retiro y venta que se menciona abajo.

1.1.1. *Junta Directiva.* La Nación se compromete a incluir en su plancha de candidatos para la Junta Directiva, a una persona designada de común acuerdo por los 10 accionistas minoritarios con mayor participación accionaria, siempre y cuando la suma de las acciones de los accionistas minoritarios sea inferior al 15% de nuestras acciones con derecho a voto.

- *Mayorías especiales en la Junta Directiva.* La Nación se compromete a proponer a la Asamblea y a votar de forma tal que en cualquiera de los eventos que se enumeran a continuación, la Junta Directiva deberá deliberar, cuando menos, con 6 directores, y las decisiones correspondientes deberán adoptarse con el voto afirmativo de por lo menos 5 de los miembros de la Junta Directiva presentes:

- (i) la venta, liquidación, transferencia a cualquier título o enajenación o arrendamiento de nuestros activos o bienes, en una o varias transacciones relacionadas, y cuyo monto sea superior a 5.0% y hasta un 15% de la capitalización bursátil de la compañía, o la venta o transferencia en todo o en parte del establecimiento de comercio de la compañía, ya sea a través de una sola operación o de una serie de operaciones, en un plazo de 12 meses corridos.
- (ii) la realización de inversiones en otras sociedades o formas asociativas de diversa naturaleza, así como la realización de inversiones por parte de nuestras subordinadas, ya sea que la inversión se realice en una sola operación o en una serie de operaciones relacionadas, en un plazo 12 meses corridos, cuando el monto de dicha inversión sea superior a cinco 5.0% de la capitalización bursátil de la compañía.

- (iii) transacciones con afiliadas que excedan 20,000 SMMLV.

- *Operaciones con Afiliadas.* Cualquier adquisición de bienes y servicios con nuestros accionistas mayoritarios o sus sociedades matrices, filiales o subordinadas se realizará en condiciones de mercado. La adquisición de bienes y servicios con este tipo de empresa que excedan de 20.000 SMLMV deberá ser aprobada por nuestra Junta Directiva.
- *Derecho de Retiro y Venta.* En el evento de ejercerse el derecho de retiro conforme a lo establecido en la Ley 222 de 1995 por parte de un número de accionistas minoritarios que represente como mínimo el 5% de nuestras acciones en circulación, dichos accionistas tendrán derecho a vender su participación a la Nación siempre y cuando la Nación haya

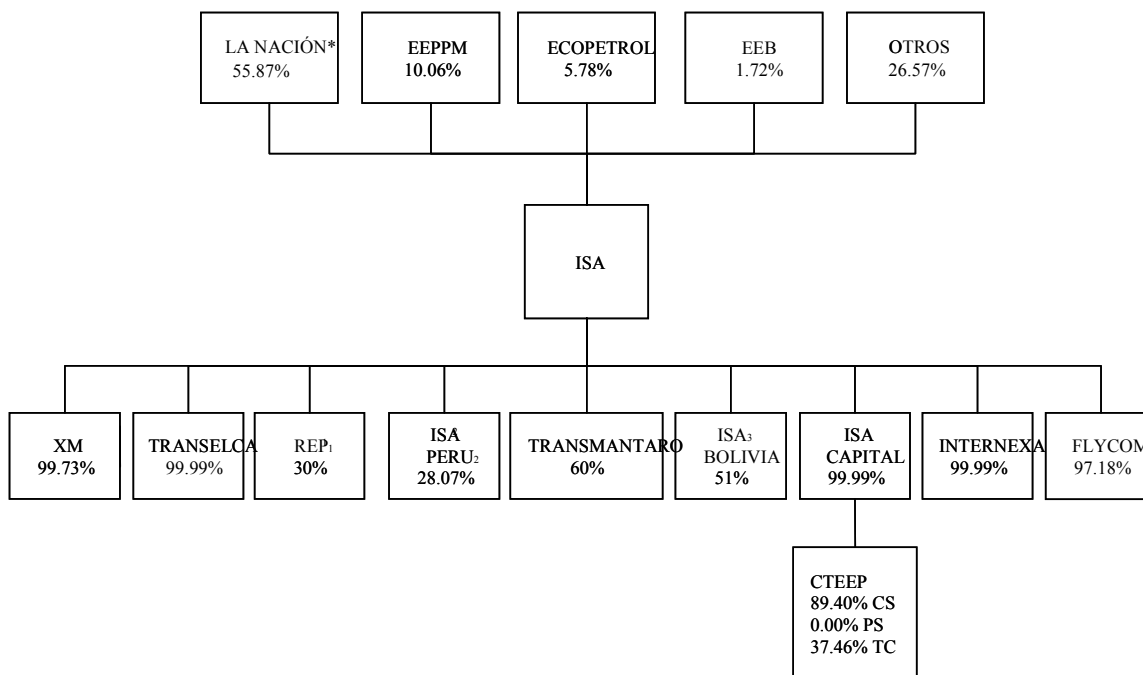
votado favorablemente la decisión que ocasionó la desmejora de los derechos patrimoniales de los accionistas minoritarios.

La Declaración estará vigente hasta diciembre de 2010. En el evento en que la Nación decida enajenar su participación accionaria a un tercero, la Nación se comprometió a transferirle a dicho tercero las obligaciones contenidas en la Declaración.

Las obligaciones y compromisos adquiridos por la Nación bajo la Declaración, se terminarán y perderán su vigencia y efectos cuando ocurra cualquiera de los siguientes eventos: (i) la Nación así como un número de los accionistas minoritarios que representen más de la mitad más una del total de las acciones de propiedad de los accionistas minoritarios, den su consentimiento a dicha terminación, y (ii) en cualquier evento de disolución, liquidación o toma de posesión de la compañía por parte de un ente de control.

J. SOCIEDADES SUBORDINADAS.

Nuestras actividades comerciales se realizan directamente y a través de nuestras subordinadas Transelca, Internexa, XM y Flycom en Colombia, ISA Capital y CTEEP en Brasil, REP, ISA Perú y Transmantaro en Perú e ISA Bolivia en Bolivia. La siguiente tabla muestra nuestra estructura de propiedad e indica el porcentaje de participación que tenemos en cada una de nuestras subordinadas:



CS = Acciones Ordinarias
 PS = Acciones Preferenciales
 TC = Capital Total

1. Poseemos el 60.00% del capital en REP, el cual somos propietarios directos del 30.00% y Transelca posee el 30.00% restante.
2. Poseemos el 82.93% del capital en ISA Perú, del cual somos propietarios directos del 28.07% y Transelca posee el 54.86% restante.
3. Transelca e Internexa poseen el 48.99% y el 0.01%, respectivamente, de las acciones de ISA Bolivia.

-

Transelca S.A. E.S.P.

Transelca es una empresa de servicios públicos con domicilio en la ciudad de Barranquilla, dedicada de manera exclusiva a la transmisión de energía eléctrica. Después de nosotros, Transelca es la segunda empresa más grande de transmisión de electricidad y es propietaria del 8.4% del STN. Poseemos en forma directa el 99.99% del capital social de Transelca y recibimos como dividendos por dicha participación en el año 2006 la suma de Col\$21,807 millones, la cual dividida por el valor en libros de nuestra participación en Transelca equivale al 4.10%. En el 2006 los resultados de Transelca fueron de Col\$26,606 millones y el monto de su capital social y de sus reservas ascendió a la suma de Col\$180,974 millones y Col\$47,538 millones, respectivamente.

Internexa S.A. E.S.P.

Internexa es una empresa de servicios públicos, con domicilio en la ciudad de Medellín, cuya actividad principal es la administración, comercialización y prestación de servicios de telecomunicaciones con experiencia en el transporte de señales nacionales e internacionales provenientes de compañías de telecomunicaciones que prestan servicios de larga distancia, valor agregado, Internet, comunicaciones móviles y servicios de televisión por cable, entre otros. Como

operador del sistema de red más grande y con la mejor capacidad (fibra óptica, microondas y satelital), Internexa es la única entidad en el mercado Colombiano exclusivamente dedicada al negocio de portador de portadores, que le permite ofrecer una gran cobertura a nivel nacional e índices altos de calidad, disponibilidad y confiabilidad. Poseemos en forma directa el 99.99% del capital social de Internexa y recibimos como dividendos por dicha participación para el año 2006 la suma de Col\$8,123 millones, la cual dividida por el valor en libros de nuestra participación en Internexa equivale al 8.16%. En el 2006 los resultados de Internexa fueron de Col\$17,661 millones y el monto de su capital social y de sus reservas ascendió a la suma de Col\$25,648 millones y Col\$903 millones, respectivamente.

Las Juntas Directivas de Internexa y Flycom aprobaron en sus reuniones del 31 de julio de 2007 iniciar un proceso de fusión, que se enmarca dentro de nuestra estrategia de negocios para alcanzar el liderazgo y reconocimiento como el mayor transportador de energía y datos en Latinoamérica. La decisión se fundamenta en los análisis estratégicos realizados recientemente por nosotros, en los cuales se recomienda un enfoque y consolidación en los negocios de transporte mayorista de energía, telecomunicaciones y gas, tanto en el ámbito nacional como internacional. Esta fusión no afectará la normal prestación de los servicios para los clientes de las dos compañías y esperamos continuar con los niveles de calidad y disponibilidad pactados para las diferentes soluciones de telecomunicaciones.

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

XM es una empresa de servicios públicos, con domicilio en la ciudad de Medellín que se dedica a (i) la administración del despacho de electricidad en el STN a través del CND; (ii) la administración del MEM, incluyendo la operación de las funciones de liquidación y compensación del mercado de energía spot del MEM; y (iii) la liquidación y compensación de los cargos por el uso del STN. Poseemos en forma directa el 99.73% del capital social de XM. En el 2006 no recibimos pago de dividendos por parte de XM, sus resultados fueron de Col\$1,269 millones, y el monto de su capital social y de sus reservas ascendió a la suma de Col\$14,829 millones y Col\$29 millones respectivamente.

Flycom Comunicaciones S.A. E.S.P.

Flycom es una empresa de servicios públicos domiciliada en la ciudad de Medellín, cuya actividad principal es la prestación de servicios de telecomunicaciones, ofreciendo un amplio portafolio en transmisión de datos corporativos, de conexión a Internet, de transmisión continua, videoconferencias y centro de datos. Flycom cuenta con su propia red de acceso en las ciudades de Bogotá, Medellín, Cali, Bucaramanga, y Cartagena, soportado en tecnología inalámbrica LMDS (Sistema de Distribución Multipunto Local). La infraestructura de red de Flycom está complementada por enlaces de radio punto a punto y por una plataforma satelital operada y administrada por Internexa.

Poseemos en forma directa el 97.18% del capital social de Flycom. En el 2006 Flycom tuvo pérdidas por una suma de Col\$14,822 millones, su capital social fue de Col\$45,780 millones y no recibimos pago de dividendos por parte de Flycom.

Las Juntas Directivas de Internexa y Flycom aprobaron en sus reuniones del 31 de julio de 2007 iniciar un proceso de fusión, que se enmarca dentro de nuestra estrategia de negocios para alcanzar el liderazgo y reconocimiento como el mayor transportador de energía y datos en Latinoamérica. La decisión se fundamenta en los análisis estratégicos realizados recientemente por nosotros, en los cuales se recomienda un enfoque y consolidación en los negocios de

transporte mayorista de energía, telecomunicaciones y gas, tanto en el ámbito nacional como internacional. Esta fusión no afectará la normal prestación de los servicios para los clientes de las dos compañías y esperamos continuar con los niveles de calidad y disponibilidad pactados para las diferentes soluciones de telecomunicaciones.

ISA Capital Do Brasil Ltda.

Nuestras operaciones en Brasil se encuentran consolidadas a través de ISA Capital, una compañía holding brasilera con domicilio en la ciudad de São Paulo, que creamos en 2006 para participar en el proceso de licitación de CTEEP. ISA Capital posee el 89.40% de las acciones con derecho a voto de CTEEP y el 37.46% del capital social total de CTEEP y nosotros poseemos de manera directa el 99.99% del capital social de ISA Capital. En el 2006 ISA Capital reportó pérdidas por un monto de Col\$66,318 millones y su capital social fue de Col\$530,559 millones⁵.

Bajo las disposiciones del Instrumento que regula los bonos emitidos por ISA Capital el 29 de diciembre de 2006, ISA Capital no nos puede repartir dividendos a nosotros. En consecuencia, mientras esos bonos permanezcan en circulación, los dividendos pagados por CTEEP a ISA Capital no son susceptibles de ser repartidos a nosotros o a ninguna otra de nuestras subordinadas.

Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP.

CTEEP, es una compañía Brasileña, inscrita en bolsa, con domicilio en São Paulo. CTEEP es la compañía más grande de transmisión de electricidad del Estado de São Paulo con base en el total de activos e ingresos, de acuerdo con los datos recogidos por ABRATE en el 2006, 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 2006. CTEEP transmite aproximadamente el 30% de toda la electricidad en Brasil y el 60% 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 103 subestaciones operadas con un total de 478 transformadores y una capacidad de transformación agregada de 40,364 MVA, las cuales, a diciembre 31 de 2006, representaban aproximadamente el 25% de la capacidad de transformación disponible en Brasil, de acuerdo con los datos recogidos por la ONS. La red de transmisión de alta tensión de CTEEP es parte del Sistema Interconectado Brasileño que opera la ONS. A través de CTEEP, operamos el 10% de las redes de electricidad que comprenden el Sistema Interconectado Brasileño.

Controlamos a CTEEP de manera indirecta a través de nuestra holding ISA Capital que posee el 89.40% de las acciones con derecho a voto de CTEEP y el 37.46% del capital social total de CTEEP. En el 2006 los resultados de CTEEP fueron de Col\$122,712 millones, y el monto de su capital social y de sus reservas ascendió a la suma de Col\$481,459 millones y Col\$2,891,948 millones⁶, respectivamente.

CTEEP pagó dividendos a sus accionistas por R\$145 millones en marzo de 2007, anticipó dividendos por R\$240 millones en el mes de julio de 2007 y R\$173.5 millones en octubre de 2007. adicionalmente pagará en el mes de noviembre de 2007 Juros sobre capital propio por valor de R\$199.6 millones.

⁵ Para su conveniencia, estas cifras fueron convertidas de reales brasileños a pesos colombianos usando la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2006 de 1,048.12 pesos colombianos por un real.

⁶ Para su conveniencia, estas cifras fueron convertidas de reales brasileños a pesos colombianos usando la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2006 de 1,048.12 pesos colombianos por un real.

Bajo las disposiciones del Instrumento que regula los bonos emitidos por ISA Capital el 29 de diciembre de 2006, ISA Capital no nos puede repartir dividendos a nosotros. En consecuencia, mientras esos bonos permanezcan en circulación, los dividendos pagados por CTEEP a ISA Capital no son susceptibles de ser repartidos a nosotros o a ninguna otra de nuestras subordinadas.

En el mes de septiembre de 2007 CTEEP firmó contrato de financiamiento con BNDES por valor de R\$764.2 millones, de los cuales recibió en el mes de octubre de 2007 R\$400 millones, este préstamo es para financiar el presupuesto de nuevas inversiones de 2006 a 2008 en el Sistema de Transmisión.

Red de Energía del Perú S.A. - REP-

REP es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Actualmente es la principal compañía de transmisión de electricidad en Perú lo cual representa el 46.52% de los activos que comprenden el sistema de transmisión de electricidad nacional y 5,407 km de circuitos de transmisión de electricidad soportadas por 10,766 torres aéreas y 46 subestaciones. 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 terceros para las principales compañías mineras y otras compañías de electricidad en Perú. Poseemos el 30% del capital social de REP y Transelca posee a su vez otro 30% de tal manera que ejercemos control indirecto sobre REP. En el 2006 no recibimos pago de dividendos por parte de REP, sus resultados fueron de Col\$24,370 millones, y el monto de su capital social y de sus reservas ascendió a la suma de Col\$53,021 millones y Col\$10,604 millones⁷, respectivamente.

Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A.

ISA Perú es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Su actividad principal es la transmisión de energía eléctrica y la construcción, operación y mantenimiento de redes de electricidad. La red de transmisión de ISA Perú comprende seis subestaciones (todas ellas parcialmente atendidas), 262 km de circuitos a 220kV, y 131 km de circuitos a 138 kV. Su capacidad de transformación es de 235 MVA, y su compensación reactiva es de 8 MVar. Su infraestructura representa el 4.4% del sistema interconectado nacional de Perú. Poseemos el 28.07% del capital social de ISA Perú y Transelca posee el 54.86% de tal manera que ejercemos control indirecto sobre ISA Perú. En el 2006 recibimos dividendos de ISA Perú por Col\$4,021 millones, suma que al dividirse por el valor en libros de nuestra participación en ISA Perú equivale al 25.22%. En el 2006 los resultados de ISA Perú fueron de Col\$6,911 millones, y el monto de su capital social y de sus reservas ascendió a la suma de Col\$48,490 millones y Col\$1,652 millones⁸, respectivamente.

Consorcio Transmantaro S.A.

Transmantaro es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Su actividad principal es la transmisión de energía eléctrica como concesionaria de la línea Mantaro-Socabaya para unir

⁷ Para su conveniencia, estas cifras fueron convertidas de dólares norteamericanos a pesos colombianos usando la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2006 de 2,238.79 pesos colombianos por un dólar.

⁸ Para su conveniencia, estas cifras fueron convertidas de dólares norteamericanos a pesos colombianos usando la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2006 de 2,238.79 pesos colombianos por un dólar.

los sistemas de transmisión SICN y SIS y para construir el Sistema de Electricidad Interconectada Nacional (SEIN). Poseemos en forma directa el 60% del capital social de Transmantaro. En el 2006 no recibimos pago de dividendos por parte de Transmantaro, sus resultados fueron de Col\$16,221 millones, y el monto de su capital social y de sus reservas ascendió a la suma de Col\$97,184 millones y Col\$7,424 millones⁹, respectivamente.

Interconexión Eléctrica ISA Bolivia S.A.

ISA Bolivia es una sociedad boliviana con domicilio en la ciudad de Santa Cruz, su actividad principal es la transmisión de energía eléctrica y la construcción, operación y mantenimiento de redes de electricidad. ISA Bolivia es la segunda compañía más grande de transmisión de electricidad en Bolivia que representa el 34.22% del sistema de transmisión de 230 kV y de tensión mayor. ISA Bolivia posee 588 km de circuitos (Santiváñez-Sucre, 246 km; Sucre-Punutuma, 177.5km; Carrasco-Urubó, 164.5 km) y cinco subestaciones asociadas. Proporciona transmisión de electricidad a 230 kV, servicios integrados de conexión al sistema de transmisión y estudios de factibilidad de electricidad. Poseemos en forma directa el 51% del capital social de ISA Bolivia y 48.99% y 0.01%, indirectamente a través de Transelca e Internexa, respectivamente. En el 2006 ISA Bolivia reportó pérdidas por Col\$4,695 millones, su capital social fue de Col\$51,959 millones¹⁰ y no recibimos pago de dividendos por parte de ISA Bolivia.

Son así mismo subordinadas nuestras Internexa S.A., Interligacao Eletrica de Minas Gerais S.A. – IEMG y Infra-Estruturas Do Brasil Ltda. El registro en la Cámara de Comercio de Medellín de la situación de control respecto de estas sociedades se efectuó en enero de 2007.

Internexa S.A.

Internexa S.A. es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima y fue constituida en octubre de 2006. Su actividad principal es la organización, administración y comercialización de servicios de telecomunicaciones, tales como: portadores, telemáticos y de valor agregado. El capital social de Internexa S.A es de diecisiete mil cuatrocientos Nuevos Soles. Poseemos en forma indirecta el 99.99% de dicho capital. Esta sociedad no ha entrado en operación comercial y por lo tanto no tiene reservas, ni nos ha pagado dividendos.

Interligação Eletrica de Minas Gerais S.A. – IEMG

IEMG es una sociedad brasilera con domicilio en la ciudad de Sao Paulo, constituida el 13 de diciembre de 2006, y cuyo objeto es la explotación de concesiones y servicios públicos de transmisión, prestados mediante la implantación, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión, incluyendo los servicios de apoyo y administrativos, provisión de equipos y materiales de reserva, programaciones, mediciones y demás servicios complementarios necesarios para la transmisión de energía eléctrica. El capital social de IEMG es de 7,495,299

⁹ Para su conveniencia, estas cifras fueron convertidas de dólares norteamericanos a pesos colombianos usando la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2006 de 2,238.79 pesos colombianos por un dólar.

¹⁰ Para su conveniencia, estas cifras fueron convertidas de bolívares a dólares norteamericanos usando la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2006 de 8.08 bolívares por cada dólar y posteriormente fue convertida de dólares a pesos colombianos usando la la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2006 de 2,238.79 pesos colombianos por un dólar.

reales brasileños. Poseemos en forma directa el 99.99% de dicho capital social. Esta sociedad no ha entrado en operación comercial y por lo tanto no tiene reservas, ni nos ha pagado dividendos.

Infra-Estruturas Do Brasil Ltda.

Infra-Estruturas es una sociedad brasileira con domicilio en la ciudad de Sao Paulo. Su actividad principal es la prestación de servicios de ingeniería civil y la participación en el capital de otras sociedades. Su capital social de 1,000 reales brasileños. Poseemos en forma directa el 99.99% del capital social de Infra-Estruturas. Esta sociedad no ha entrado en operación comercial y por lo tanto no tiene reservas, ni nos ha pagado dividendos.

K. RELACIONES LABORALES.

A septiembre 30 de 2007, teníamos 645 empleados, 417 de los cuales eran profesionales. Las relaciones colectivas de trabajo están establecidas en dos acuerdos colectivos: El Pacto Laboral Colectivo y La Convención Colectiva de Trabajo. El Pacto Laboral Colectivo establece algunos de nuestros términos y condiciones laborales y está suscrito de forma individual y voluntaria por parte de nuestros empleados, 561 de ellos pertenecen a él. El Pacto Laboral Colectivo no es negociado por un sindicato ni organismo representativo en nombre de nuestros empleados, sino que es desarrollado a través de discusiones informales entre nuestra administración y los empleados. El pacto laboral colectivo actual vence en el año 2010. De los 84 empleados restantes, 51 pertenecen a la Convención Colectiva de Trabajo, y el resto tienen contratos laborales individuales. La Convención Colectiva de Trabajo es negociada por el Sindicato de Trabajadores de ISA, en nombre de nuestros empleados pertenecientes a dicho Sindicato. Existen dos tipos de horarios que nuestros empleados sindicalizados deben cumplir dependiendo del lugar donde trabajen; el primer horario es de lunes a viernes entre las siete y cuarenta y cinco (7:45) y las dieciséis y cuarenta y cinco (16:45), con cuarenta y cinco (45) minutos diarios de almuerzo, y el segundo horario es de lunes a viernes entre las siete (7:00) y las diecisiete y veinte (17:20) y sábado y domingo entre las siete (7:00) y las diecisiete y quince (17:20). La Convención Colectiva de Trabajo actual vence en 2011.

Bajo la ley colombiana, no le es permitido a nuestros trabajadores realizar huelgas y la administración considera que las relaciones con los empleados es buena en general. En los últimos tres años no hemos tenido interrupciones parciales o totales de nuestras actividades ocasionadas por disputas laborales.

CAPÍTULO 3. ASPECTOS RELACIONADOS CON NUESTRA ACTIVIDAD PRODUCCIÓN E INGRESOS OPERACIONALES

A. DEPENDENCIA DE LOS PRINCIPALES PROVEEDORES Y CLIENTES SUPERIOR AL 20%.

A 30 de septiembre de 2007 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.

1. Visión General.

Somos una compañía colombiana, organizada como empresa de servicios públicos y 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. Creemos que somos una de las compañías de transmisión de electricidad más grandes en Suramérica y en Latinoamérica con base en la capacidad de transformación y en la longitud total de nuestras líneas de transmisión de electricidad, con más de 64,354 MVA (incluye 5,847 MVA de reserva) de capacidad de transformación y 37,628 km de circuitos de transmisión de electricidad, de los cuales el 96% tienen una tensión entre 115kV hasta 500 kV. Somos la compañía de transmisión de electricidad más grande en Colombia con base en el total de activos e ingresos, de acuerdo con los datos recopilados por la UPME en 2006, y a través de nuestras subordinadas y compañías relacionados somos la segunda compañía de transmisión de electricidad más grande en Brasil con base en el total de activos e ingresos, de acuerdo con los datos recopilados por ANEEL en 2006, y la compañía de transmisión de electricidad más grande en Perú con base en el total de activos e ingresos, de acuerdo con los datos recopilados por MEMP en 2006.

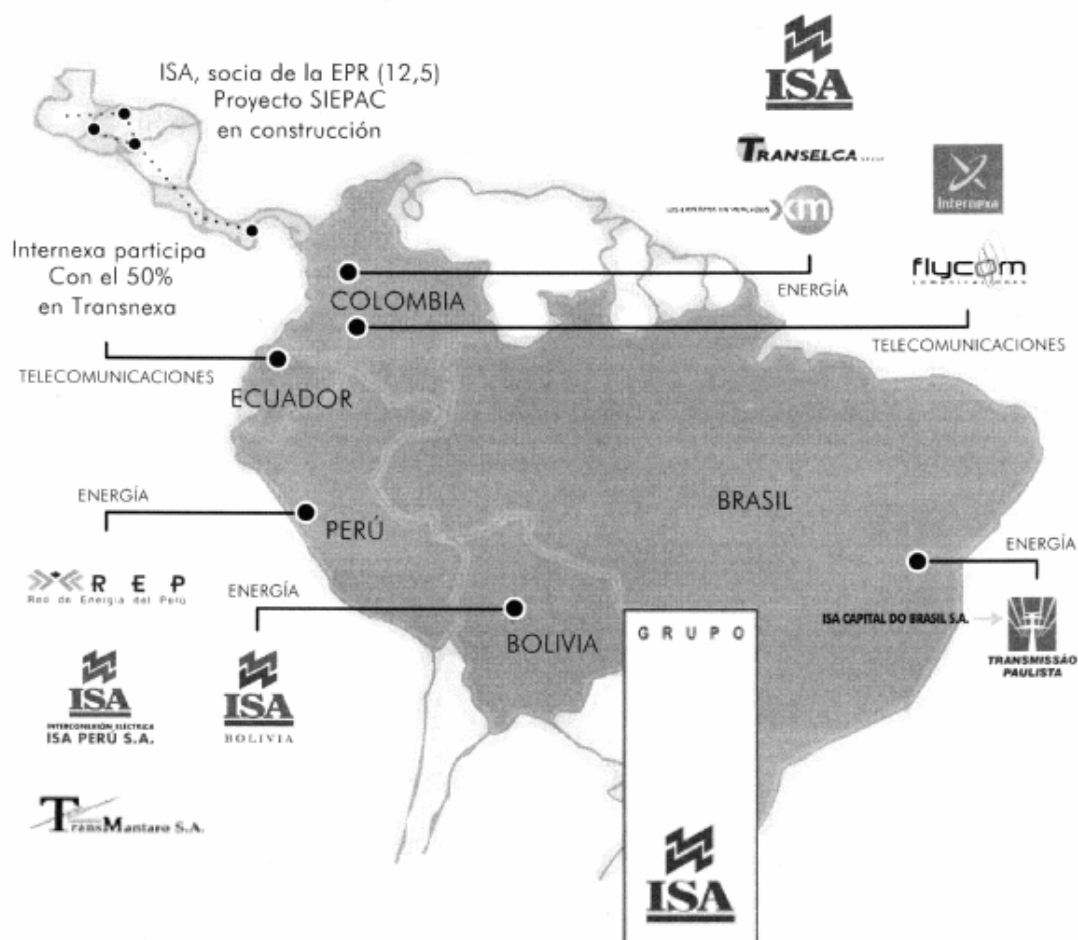
A partir de y por los años con cierre a diciembre 31, 2006, 2005 y 2004 nuestros activos consolidados fueron de Col\$12,861,199 millones, Col\$5,873,043 millones y Col\$5,542,341 millones y nuestros ingresos operacionales por ventas consolidados fueron de Col\$2,016,322 millones, Col\$1,076,495 millones y Col\$1,072,581 millones.

Estamos constituidos como una sociedad anónima colombiana y como una empresa de servicios públicos. Poseemos y operamos directamente o a través de nuestras subordinadas aproximadamente el 82.3% (incluyendo los proyectos UPME 01 y 02 de 2003), 91.03%, 24.73%, y 10.27% de las redes de transmisión de electricidad de Colombia, Perú, Bolivia y Brasil, respectivamente.

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) la operación de sistemas de despacho de electricidad y liquidación y compensación en Colombia.

Nuestro negocio de transmisión de electricidad se realiza directamente y a través de nuestras subordinadas Transelca en Colombia, CTEEP en Brasil, REP, ISA Perú y Transmantaro en Perú e ISA Bolivia en Bolivia. A partir de septiembre 30 de 2006, empezamos a consolidar los estados financieros de CTEEP y a partir de marzo de 2007, empezamos la consolidación de Transmantaro. Para mayor información, favor ver nota 2.1.1 de Nuestros Estados Financieros Consolidados y Nuestros Estados Financieros No Auditados Intermedios.

El siguiente mapa muestra los países donde operamos:



La siguiente tabla indica la participación de nuestros ingresos operacionales consolidados derivados de nuestro negocio de transmisión de electricidad y sobre los activos totales ubicados en cada uno de los países donde operamos, nuestros ingresos operacionales y gastos, así como nuestra información financiera más relevante en cada uno de dichos países para el período con cierre a 30 de septiembre de 2007:

	Consolidado	Colombia	Brasil	Perú	Bolivia
Ingresos Operacionales (Col\$ millones)	2,116,089	766,943	1,167,875	167,768	13,503
Gastos Operacionales	1,121,369	436,232	605,984	71,422	7,731

(Col\$ millones)

**Utilidad Operacional
(Col\$ millones)**

994,720 330,711 561,891 96,346 5,772

**EBITDA (Col\$
millones)**

1,418,284 499,458 779,387 129,556 9,883

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 82.3% de los activos de transmisión de electricidad que conforman el STN (incluyendo los proyectos UPME 01 y 02 de 2003) . 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 operativo, y conocimiento del sector de transmisión de electricidad colombiano nos permite ofrecer servicios de transmisión de electricidad a costos más bajos que la mayoría de nuestros competidores.
 - (ii) Nuestra actividad en Colombia por 40 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 largos y costosos 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.
 - (iii) Nuestro récord de eficiencia operacional, confiabilidad y fortaleza financiera en Colombia nos ha permitido participar de manera exitosa en procesos de licitación relacionados con la expansión del STN y mantener nuestra posición de líder como la compañía que recibe la porción más grande de los ingresos regulados obtenidos por los activos que forman parte del STN. Para el período de 1999-2006, la UPME nos adjudicó proyectos de expansión por un total de aproximadamente US\$359.9 millones (Valor Presente de las Ofertas) que representaron el 88.84% de todos los proyectos de expansión adjudicados por la UPME en ese período.
- *Participación en la industria de transmisión de electricidad en otros países de Latinoamérica.* En el año 2001 comenzamos nuestra expansión a nivel regional en el negocio de transmisión de electricidad por fuera de Colombia a través de nuestra

participación en un proceso de licitación en el Perú donde se nos adjudicó la construcción, mantenimiento, y operación de 392km de líneas de transmisión eléctrica. En el 2002 se nos adjudicó la privatización de los servicios de transmisión de electricidad, Etecen y Etesur, principalmente de propiedad estatal. En el 2003 se nos adjudicó la construcción y operación de 588km de líneas de transmisión de electricidad en Bolivia. En el 2005, adquirimos una participación accionaria del 12.50% en EPR, la compañía responsable de la construcción y operación de la interconexión eléctrica de Centro América. En el 2006, ingresamos al mercado brasileño mediante la adquisición de control indirecto en CTEEP y consolidamos nuestra posición en Perú a través de la adquisición del Consorcio Transmantaro, junto con la EEB.

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

- (ii) Nuestros ingresos son altamente diversificados por cuanto obtenemos el 36.24%, 55.19%, 0.64% y 7.93% de los mismos, de nuestros negocios en Colombia, Brasil, Bolivia y Perú respectivamente. Los países mencionados han experimentado varios años de estabilidad económica y crecimiento, y la demanda de consumo de electricidad en ellos creció 4.07%, 3.86%, 7.80% y 7.66% en el 2006, 3.85%, 4.29% 5.92% y 5.01% en el 2005 y 2.73%, 4.93%, 4.64% y 5.87% y 5.90% en el 2004, respectivamente. 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.
- (iii) El costo marginal por la generación de electricidad en los países donde operamos varía significativamente de país a país dependiendo del marco regulatorio aplicable, infraestructura y condiciones hidroeléctricas en dichos países. Nuestros activos de transmisión eléctrica en Colombia, Brasil, Perú y Bolivia y la interconexión 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 (99.93%, 99.94%, y 99.93% en los años 2006, 2005 y 2004, respectivamente), que superan los estándares nacionales 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. Nos beneficiamos de una baja proporción de deuda de corto plazo comparada con nuestra deuda total (aproximadamente, 16.22% de nuestra deuda consolidada a septiembre 30 de 2007 tiene vencimiento antes de septiembre 30 de 2008) y de un atractivo costo financiero de largo plazo (entre 7.18% a 14.13% por año, con vencimientos entre el 2007 y el 2026). Adicionalmente, la naturaleza de actividad altamente regulada 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 la tasa de inflación o cambios en los índices 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. A septiembre 30, 2007, los miembros de nuestro equipo administrativo tenían un promedio de 16 años.
- *Relación constructiva con autoridades de regulación.* Hemos desarrollado una fuerte relación con la CREG en Colombia, ANEEL en Brasil, OSINERGMIN en Perú y, BSE 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 y el transporte de gas natural. 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 y la transmisión de electricidad operan bajo una estructura similar de oferta y demanda, ambos 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.

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. Creemos 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, en el 2006 adquirimos una participación mayoritaria en CTEEP de Brasil y en el Consorcio Transmataro 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 reducción 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. Operaciones en Colombia.

Nuestras operaciones en Colombia se consolidan a través nuestro y son realizadas a través de nosotros, de Transelca, Internexa, XM y Flycom. Las utilidades operacionales provenientes de Colombia representaron el 81.10%, 83.22%, 133.41% (en vista de los resultados negativos de nuestras operaciones por fuera de Colombia), 86.81% y 33.25% para los años 2004, 2005 y 2006 y con cierre a septiembre 30 de 2006 y 2007, respectivamente, del total de nuestras utilidades operacionales. Los ingresos operacionales por ventas y gastos para este período por nuestras operaciones en Colombia se indican en la siguiente tabla:

	<u>Con cierre a</u> <u>septiembre 30,</u>		<u>Año con cierre a diciembre</u> <u>31,</u>		
	2006	2007	2004	2005	2006
Ingresos operacionales (Col\$ millones)	726,372	766,943	890,539	914,457	982,615
Gastos operacionales (Col\$ millones)	381,742	436,232	487,631	508,303	530,931
Utilidad operacional (Col\$ millones)	344,630	330,711	402,908	406,154	451,684
EBITDA (Col\$ millones)	475,545	499,458	574,666	587,143	636,007

Directamente y a través de nuestras subordinadas operamos 82.3% de las redes de transmisión de electricidad que comprenden el STN basado en el VRN de nuestros activos de transmisión de electricidad (incluyendo los proyectos UPME 01 y 02 de 2003).

A septiembre 30 de 2007, el 42.56% de nuestros activos consolidados están localizados en Colombia.

4.1. Transmisión de Electricidad

Participamos en el sector colombiano de transmisión de electricidad directamente y a través de nuestra subsidiaria Transelca, la segunda compañía de transmisión de electricidad más grande en Colombia con base en total de activos e ingresos. Nuestros Ingresos Regulados provienen de los cargos pagados por comercializadores por la electricidad que se les envía 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 sanciones por no disponibilidad de transmisión en exceso de ciertos límites prescritos. En el 2004, 2005 y 2006, se nos repartió, junto con Transelca, el 79.45%, 79.67% y 79.50%, respectivamente del total de ingresos por ventas recaudados por el STN.

Los servicios de transmisión representaron aproximadamente Col\$719,190 millones, Col\$685,350 millones, Col\$662,210 millones y Col\$573,234 millones, ó 35.67%, 63.66%, 61.74% y 27.09% del total de nuestros ingresos operacionales por ventas en el 2006, 2005 2004 y el período con cierre a 30 de septiembre de 2007, respectivamente.

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 82.3% de las líneas de transmisión de electricidad del STN de 220 kV o más (incluyendo los proyectos UPME 01 y 02 de 2003). A septiembre 30, 2007, 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 2006, excluyendo no disponibilidad como consecuencia de ataques terroristas, fue de 99.95%. Nuestra red de transmisión se administra a través de cuatro centros de transmisión de electricidad, ubicados en las regiones noroccidental, central, oriental y suroriental del país.

Hemos invertido aproximadamente US\$314.05 millones durante el período de cinco años con cierre a diciembre 31 de 2006 para expandir nuestra red de transmisión de electricidad y esperamos gastar US\$115 millones adicionales para el 2009. También planeamos aumentar la compensación inductiva y capacitativa con el fin de mejorar la calidad de nuestros servicios de transmisión de electricidad. Ver “Capítulo V- Comentarios y Análisis de la Administración sobre los Resultados de la Operación y la Situación Financiera del Emisor”.

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.

Adicionalmente, las subestaciones contienen equipos de conmutación (*switching*), protección y control. En una subestación grande se utilizan interruptores de circuito para interrumpir cualquier corto circuito o corrientes con sobrecargas que puedan afectar la red.

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 septiembre 30 de 2007:

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	37	70%	3,980	31%	807	19%
<115	5	9%	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	29%	2,524	90%	80	100%
<115	29	71%	293	10%		0%
Total	41	100%	2,817	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	12%	8,593	55%	2,502	59%
230	49	52%	6,504	42%	887	21%
<115	34	36%	391	2%	868	20%
TOTAL	94	100%	15,488	100%	4,257	100%

Fuente: ISA

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.

4.2. Servicios de Conexión

Nuestro negocio de servicios de conexión consiste en suministrar a los generadores, compañías de transmisión regional, compañías de distribución local 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. La conexión requiere, en caso de los generadores, una línea desde el generador hasta el STN así como un transformador para ajustar la tensión desde la salida del generador hacia la tensión de la red. El equipo de conexión también incluye el engranaje y el equipo de supervisión, protección y control. Se requiere un equipo similar para las compañías de transmisión regional, las compañías de distribución local y Usuarios no Regulados, aunque la función del transformador en este caso es ajustar la tensión de la red a la requerida por el receptor de la electricidad.

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 diseñar los servicios comprados a nosotros únicamente para planear y construir la infraestructura de conexión y luego contratar con una entidad separada (que podría ser uno de nuestros competidores) para mantener y operar la conexión. Debido a nuestra gran área de cobertura, podemos ofrecer a nuestros clientes de conexión una gran variedad de alternativas de puntos de conexión. A diciembre 31, 2006, prestamos servicios de conexión a 5 generadores, 3 Consumidores No Regulados y 11 distribuidores.

Los servicios de conexión ascendían a aproximadamente Col\$107,65 miles de millones, Col\$102,41 miles de millones, Col\$95,17 miles de millones y Col\$82.27 miles de millones, o 5.34%, 9.51%, 8.87% y 3.89% del total de ingresos operacionales consolidados por ventas en el 2006, 2005, 2004 y el período a 30 de septiembre de 2007, respectivamente.

4.3. 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. Ofrecemos servicios de valor agregado en las principales ciudades del país a través de nuestra subordinada, Flycom.

Internexa

Internexa posee experiencia en el transporte de señales nacionales e internacionales provenientes de compañías de telecomunicaciones que prestan servicios de larga distancia, valor agregado, Internet, comunicaciones móviles y servicios de televisión por cable, entre otros. Internexa es la única entidad en el mercado Colombiano exclusivamente dedicada al negocio de portador de portadores, que le permite ofrecer cobertura a nivel nacional e índices altos de calidad, disponibilidad y confiabilidad.

Internexa es accionista de Transnexa S.A. en Ecuador, una compañía de telecomunicaciones que provee fibra óptica y el acceso a sistemas de telecomunicaciones ópticas internacionales a los operadores principales de telecomunicaciones de Ecuador. De igual manera, Internexa es accionista mayoritario de Internexa S.A. en Perú, empresa en etapa pre-operativa, quien prestará transporte de señales nacionales e internacionales con el fin de conectar a Perú con otros países de la región.

En el 2006 Internexa contribuyó con el 8.42% de nuestra utilidad operacional consolidada y nos pagó dividendos por Col\$8,123 millones

Las Juntas Directivas de Internexa y Flycom aprobaron en sus reuniones del 31 de julio de 2007 iniciar un proceso de fusión, que se enmarca dentro de nuestra estrategia de negocios para alcanzar el liderazgo y reconocimiento como el mayor transportador de energía y datos en Latinoamérica. La decisión se fundamenta en los análisis estratégicos realizados recientemente por nosotros, en los cuales se recomienda un enfoque y consolidación en los negocios de transporte mayorista de energía, telecomunicaciones y gas, tanto en el ámbito nacional como internacional. Esta fusión no afectará la normal prestación de los servicios para los clientes de las dos compañías y esperamos continuar con los niveles de calidad y disponibilidad pactados para las diferentes soluciones de telecomunicaciones.

Flycom Comunicaciones S.A.

Flycom proporciona servicios de valor agregado y aquellos basados en IP y ofrece un amplio portafolio al sector empresarial, tales como: transmisión de datos corporativos, de conexión a Internet, de transmisión continua, videoconferencias y centro de datos.

Flycom cuenta con su propia red de acceso en las ciudades de Bogotá, Medellín, Cali, Bucaramanga, y Cartagena, soportado en tecnología inalámbrica LMDS (Sistema de Distribución Multipunto Local). La infraestructura de red de Flycom está complementada por enlaces de radio punto a punto y por una plataforma satelital operada y administrada por Internexa.

En el 2006, Flycom produjo pérdidas que redujeron nuestra utilidad operacional consolidada en un 3.88%. Flycom no nos pagó dividendos en dicho año.

Las Juntas Directivas de Internexa y Flycom aprobaron en sus reuniones del 31 de julio de 2007 iniciar un proceso de fusión, que se enmarca dentro de nuestra estrategia de negocios para alcanzar el liderazgo y reconocimiento como el mayor transportador de energía y datos en Latinoamérica. La decisión se fundamenta en los análisis estratégicos realizados recientemente por nosotros, en los cuales se recomienda un enfoque y consolidación en los negocios de transporte mayorista de energía, telecomunicaciones y gas, tanto en el ámbito nacional como internacional. Esta fusión no afectará la normal prestación de los servicios para los clientes de las dos compañías y esperamos continuar con los niveles de calidad y disponibilidad pactados para las diferentes soluciones de telecomunicaciones.

4.4. Operación de Despacho de Electricidad y Sistemas de Liquidación y Compensación.

Servicios de Despacho de Electricidad

El CND fue creado originalmente en virtud de las Leyes 142 y 143 como una de nuestras divisiones que sería responsable, entre otras cosas, del despacho de electricidad en Colombia y de coordinar el mantenimiento de la red. 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. Además de coordinar el despacho de electricidad, XM es responsable de supervisar la demanda proyectada y real de electricidad en Colombia y de identificar los riesgos que puedan impedir que la demanda de electricidad se satisfaga de forma confiable. XM también coordina el mantenimiento de la red con el fin de evitar impedimentos innecesarios en el despacho. En el 2006, XM recibió ingresos por Col\$ 26,747 millones en relación con el despacho de electricidad.

XM supervisa y coordina la operación de 18 hidroeléctricas y 30 plantas de generación de electricidad térmica dando instrucciones y coordinando las salidas horarias de cada generador y dando información de funcionamiento a los participantes. Además, XM coordina el mantenimiento y las reparaciones de emergencia de los equipos de generación y transmisión y controla la frecuencia y tensión del SIN. A diciembre 31 de 2006, la cobertura de XM incluía 22,585 km de líneas de transmisión de electricidad desde 110 kV hasta 500 kV y 29,247 MVA de capacidad de transformación, excluyendo los transformadores de las unidades de generación de electricidad.

Sistema de Pago y Liquidación de la Bolsa de Energía

XM opera el sistema de pago y liquidación de la Bolsa de Energía. Esto comprende el recaudo, facturación y distribución entre los participantes del mercado de los ingresos obtenidos por el uso del STN y por las transacciones spot celebradas en la Bolsa de Energía.

STN. XM determina los montos de los cargos por uso adeudados por las compañías de transmisión de electricidad por cada transacción de venta de electricidad y presta los servicios de facturación, recaudo, pago y liquidación en nombre de las compañías de transmisión de electricidad. XM no asume los riesgos crediticios en relación con estas actividades debido a que sus funciones son realizadas como agente de los participantes en el mercado de la electricidad. En el 2006, XM recaudó el 99.90% de los ingresos por transmisión de electricidad del STN. El 0.10% restante sigue pendiente de pago.

En el 2006, XM devengó aproximadamente Col\$ 8,374 millones en ingresos por el recaudo de cargos del STN en nombre de las compañías de transmisión.

Bolsa de Energía. XM, como administrador del SIC, registra todos los contratos de cobertura celebrados por generadores y comercializadores de electricidad, analiza el despacho de manera horaria y calcula los montos adeudados a o por los generadores y comercializadores bajo los contratos y para las transacciones spot de la bolsa de energía. XM únicamente factura y recauda los montos adeudados respecto de las transacciones celebradas en la Bolsa de Energía. XM liquida los montos adeudados por los generadores y comercializadores de electricidad que participan en las transacciones celebradas en la Bolsa de Energía de manera horaria, diaria y mensual y factura mensualmente a los generadores y comercializadores de electricidad. XM devengó aproximadamente Col\$17,911 millones provenientes de sus actividades de facturación y recaudo de la Bolsa de Energía en el 2006.

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 administración del despacho de electricidad en el STN a través del CND; (ii) la administración del MEM, incluyendo la operación de las funciones de liquidación y compensación del mercado de energía spot del MEM; y (iii) la liquidación y compensación de los cargos por el uso del STN.

XM inició operaciones en octubre 1º 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 Intercambio Comercial – en el MEM y la liquidación y compensación de cargos para usar el SIN.

En el 2006, XM contribuyó con el 3.04% de nuestra utilidad operacional consolidada. XM no nos pagó dividendos en el 2006.

El pasado 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-, la cual fue autorizada mediante la Resolución número 1586 del 5 de septiembre de 2007 de la Superintendencia Financiera de Colombia, en la cual, XM S.A. E.S.P., tiene una participación accionaria del 5,39% del capital total, representándole aportes por \$1,563 millones. El objeto principal y exclusivo de la sociedad 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 dichas operaciones. 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.

Remuneración de servicios para XM S.A. E.S.P - Resolución CREG 081 de 2007: El día 23 de Octubre de 2007 se publicó la nueva metodología para la remuneración de los servicios del CND, ASIC y LAC para los próximos 5 años, donde el Ingreso Máximo Regulado por mes corresponderá a la suma de gasto operativo reconocido (incluye factor de productividad), inversiones reconocidas, ajuste por cambios regulatorios o por desviaciones en la ejecución de inversiones, margen de rentabilidad del patrimonio (resultantes de transacciones en bolsas y contratos bilaterales); y establece la recuperación del GMF (Gravamen al Movimiento Financiero) de los agentes cuyas transacciones lo originaron, incluyendo un factor para no afectar el balance de XM. La nueva resolución no representa cambios sustanciales con respecto a la resolución vigente y presenta importantes oportunidades para maximizar la remuneración de los accionistas.

En el mes 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-, la cual fue autorizada mediante la Resolución número 1586 del 5 de septiembre de 2007 de la Superintendencia Financiera de Colombia, en la cual, XM S.A. E.S.P., tendrá una participación accionaria del 5,39%, representándole aportes por \$1,563 millones. El objeto principal y exclusivo de la sociedad 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 dichas operaciones. 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.

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. En el siguiente cuadro se muestran los datos financieros más relevantes de nuestras operaciones en Brasil por el año 2006 y por el período con cierre a 30 de septiembre de 2007:

	<u>Año con</u> <u>cierre a</u> <u>diciembre 31,</u> <u>2006</u> <u>(Col\$ en</u> <u>millones)</u>	<u>Con cierre a</u> <u>septiembre</u> <u>30, 2007</u> <u>(Col\$ en</u> <u>millones)</u>	<u>Año con</u> <u>cierre a</u> <u>diciembre</u> <u>31,</u> <u>(R\$ en</u> <u>millones)</u>	<u>Con cierre a</u> <u>septiembre</u> <u>30, 2007</u> <u>(R\$ en</u> <u>millones)</u>
Ingresos operacionales	854,427	1,167,875	815.01	1,060,028
Gastos operacionales	1,053,288	605,984	1,004.69	550,025
Utilidad operacional	(198,860)	561,891	(189.69)	510,003
EBITDA	349,330	779,387	333.21	707,415

A 30 de septiembre de 2007, 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 con base en el total de activos e ingresos, de acuerdo con los datos recogidos por ABRATE en el 2006, 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 2006. 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 103 subestaciones operadas con un total de 478 transformadores y una capacidad de transformación agregada de 40,364 MVA, las cuales, a diciembre 31 de 2006, 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.

CTEEP tiene dos concesiones a largo plazo para el suministro de servicios de transmisión de electricidad en el Estado de São Paulo.

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 y operan aproximadamente el 91.03% 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.

Las utilidades operacionales proveniente del Perú representaron el 18.90%, 16.43%, 23.21%, 15.87% y 9.69% para los años 2004, 2005 y 2006 y para los períodos con cierre a septiembre 30 de 2006 y 2007, respectivamente, del total de nuestra utilidad operacional consolidada. En el

siguiente cuadro se indican los ingresos operacionales por ventas y gastos operacionales para éstos periodos:

	<u>Con cierre a</u> <u>septiembre 30,</u>		<u>Año con cierre a diciembre 31,</u>		
	2006	2007	2004	2005	2006
Ingresos operacionales (Col\$ millones)..	126,077	167,768	182,042	156,856	160,160
Gastos operacionales (Col\$ millones)...	63,070	71,422	88,156	76,661	81,575
Utilidad operacional (Col\$ millones)...	63,007	96,346	93,886	80,195	78,585
EBITDA (Col\$ millones).....	91,252	129,556	125,603	109,674	114,567

A septiembre 30 de 2007, el 8.49% de nuestros activos consolidados estaban localizados en Perú.

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. El Contrato de Concesión Peruano de fecha 5 de septiembre de 2002 tiene una duración de 30 años y su objeto es la operación y mantenimiento por parte de REP de las líneas de transmisión eléctrica y de las subestaciones de las compañías estatales Etecen y Etesur. De conformidad con el Contrato de Concesión Peruano de fecha 26 de abril de 2002, ISA Perú es responsable de la construcción, operación, propiedad y traslado de las líneas de transmisión de electricidad y las subestaciones de Pachachaca, Oroya, Carhuamayo, Paragsha, Vizcarra y Aguaytía – Pucallpa y de la operación, propiedad y traslado de las líneas de transmisión de electricidad y subestaciones de Pachachaca por un periodo de 30 años. De acuerdo con el Contrato de Concesión Peruano de fecha 7 de enero de 1998, Transmantaro es responsable de la operación de las líneas de transmisión eléctrica Mantaro, Socabaya por un periodo de 33 años. Ciertos aspectos de los Contratos de Concesión Peruanos están sujetos a la facultad regulatoria de OSINERGMIN, así como nuestros Ingresos Regulados provenientes de dichos contratos. 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.

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 periodo 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 lo cual representa el 46.52% de los activos que comprenden el sistema de transmisión de electricidad nacional y 5,407 km de circuitos de transmisión de electricidad y 46 subestaciones. En el 2006, el total de capacidad de transformación de REP era de 1,783 MVA. En el 2002, REP firmó un contrato con Transelectrica 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.

En el 2006, REP contribuyó con el 18.48% de nuestra utilidad operacional consolidada. REP no nos pagó dividendos en el 2006 .

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 262km (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 30 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 30 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. Su infraestructura representa el 4.40% del sistema interconectado nacional de Perú. El nivel de disponibilidad promedio de la red de distribución para el período 2006 fue de 99.85%.

En el 2006, ISA Perú contribuyó con el 4.73% de nuestra utilidad operacional consolidada y nos pagó dividendos por aproximadamente Col\$4,021 millones.

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. Pagamos US\$70.8 millones por nuestro porcentaje de participación en Transmantaro, que es del 60.00%.

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 1,264 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.

7. Operaciones en Bolivia.

Operamos en Bolivia a través de nuestra subsidiaria ISA Bolivia, de conformidad con la licencia de operación de largo plazo para la prestación de servicios de transmisión de electricidad, en virtud del contrato de licencia por un período de 30 años no renovable suscrito el 31 de julio de 2003 con BSE, actuando en representación del gobierno boliviano, en adelante el Contrato de Licencia Boliviano.

En el 2003 creamos ISA Bolivia luego de que se nos adjudicase por parte del gobierno boliviano la licencia de transmisión para la construcción y operación de tres líneas de transmisión de electricidad: Santiváñez – Sucre, Sucre-Punutuma, y Carrasco-Urubó y las subestaciones asociadas, por un período de 30 años. 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.

El 31 de julio de 2003 ISA Bolivia suscribió el Contrato de Licencia con el 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 y expira en el 2035. El Contrato de Licencia Boliviano está sujeto a la facultad regulatoria de BSE, 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.

De acuerdo con los términos del Contrato de Licencia, ISA Bolivia está obligada a mantener ciertos estándares en relación con sus bienes de transmisión de electricidad. La BSE puede imponer sanciones y restricciones a ISA Bolivia por incumplimiento o violación a sus obligaciones legales o contractuales relacionadas con dichos estándares. Aunado a estas sanciones la BSE puede asumir control de la operación de ISA Bolivia o tomar posesión de sus bienes y operaciones para asegurar la continuidad en la prestación de los servicios de transmisión de electricidad, la adecuada operación de sus instalaciones de transmisión de electricidad y el cumplimiento a las leyes y regulaciones aplicables.

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 (Santivañez-Sucre, 246 km; Sucre-Punutuma, 177.5km; Carrasco-Urubo, 164.5 km) y cinco subestaciones asociadas. 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 Boliviana, ISA Bolivia tiene derecho, durante el período noviembre de 2005 hasta abril de 2009, a recibir ingresos regulados equivalentes a los costos de inversión, mantenimiento, operación y administración del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado - STEA, que componen el sistema de interconexión Boliviano que son operados por ISA Bolivia, así como la correspondiente indexación determinada por el BSE respecto de tarifas de transmisión.

Las utilidades operacionales provenientes de ISA Bolivia representaron el 0.35%, 2.11%, 1.62% y 0.58% para los años 2005 y 2006 y para los períodos con cierre a septiembre 30 de 2006 y 2007, respectivamente, del total de nuestra utilidad operacional consolidada. En el siguiente cuadro se indican los ingresos operacionales por ventas y gastos operacionales para éstos períodos:

	<u>con cierre a</u> <u>septiembre 30,</u>		<u>Año con cierre a</u> <u>diciembre 31,</u>	
	2006	2007	2005	2006
Ingresos operacionales (Col\$ millones).....	15,131	13,503	5,181	19,119
Gastos operacionales (Col\$ millones).....	8,695	7,731	3,464	11,965
Utilidad operacional (Col\$ millones).....	6,436	5,772	1,717	7,154
EBITDA (Col\$ millones).....	11,136	9,883	3,232	13,233

ISA Bolivia no nos pagó dividendos en el 2006.

A septiembre 30 de 2007, el 1.26% de nuestros activos consolidados estaban localizados en Bolivia.

C. INDUSTRIA DE TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD.

1. Colombia.

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; sin embargo, 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 2006, el 0.0022% 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 las compañías de distribución local, aunque algunos usuarios finales tienen conexiones directas con redes de transmisión regional o la red de transmisión nacional operada por nosotros.

1.2. Separación Funcional del Sector Eléctrico.

Antes de la aprobación de la Ley 143, el sector eléctrico colombiano se encontraba en una situación de amplia integración vertical. Bajo la Ley 143, se separaron la generación, comercialización, transmisión y distribución de electricidad y ahora se encuentran sujetas a diversos regímenes de regulación. La mayoría de compañías que se encontraban integradas verticalmente al momento de la entrada en vigencia de la 143 pueden seguir realizando varias actividades del sector, pero deben llevar registros contables separados para cada actividad de negocios. A nosotros, sin embargo, por ser una compañía de transmisión de electricidad, se nos prohibió participar en la generación, comercialización o distribución de electricidad y fuimos obligados a escindir nuestras actividades de generación de electricidad. Las compañías que no ejercían al mismo tiempo actividades de generación y distribución en el momento en que se reestructuró el sector se les prohibió en adelante ejercer simultáneamente ambas actividades. Adicionalmente, un generador no puede ser el propietario de más del 25% del total de la capacidad de generación instalada en Colombia. Los comercializadores o distribuidores individuales no pueden representar más del 25.00% de las ventas del sector.

Cualquier compañía puede, en principio, ingresar al negocio de transmisión de electricidad. Sin embargo, las compañías de transmisión de electricidad no pueden comercializar electricidad, decidir sobre el nivel de inversiones necesarias para expandir la red de transmisión de electricidad ni establecer derechos sobre la utilización de la red de transmisión de electricidad. Las compañías de transmisión tampoco pueden construir nuevas líneas de transmisión, salvo que cumplan con los procedimientos indicados en “Transmisión de Electricidad – Expansión del STN.”

1.3. 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.

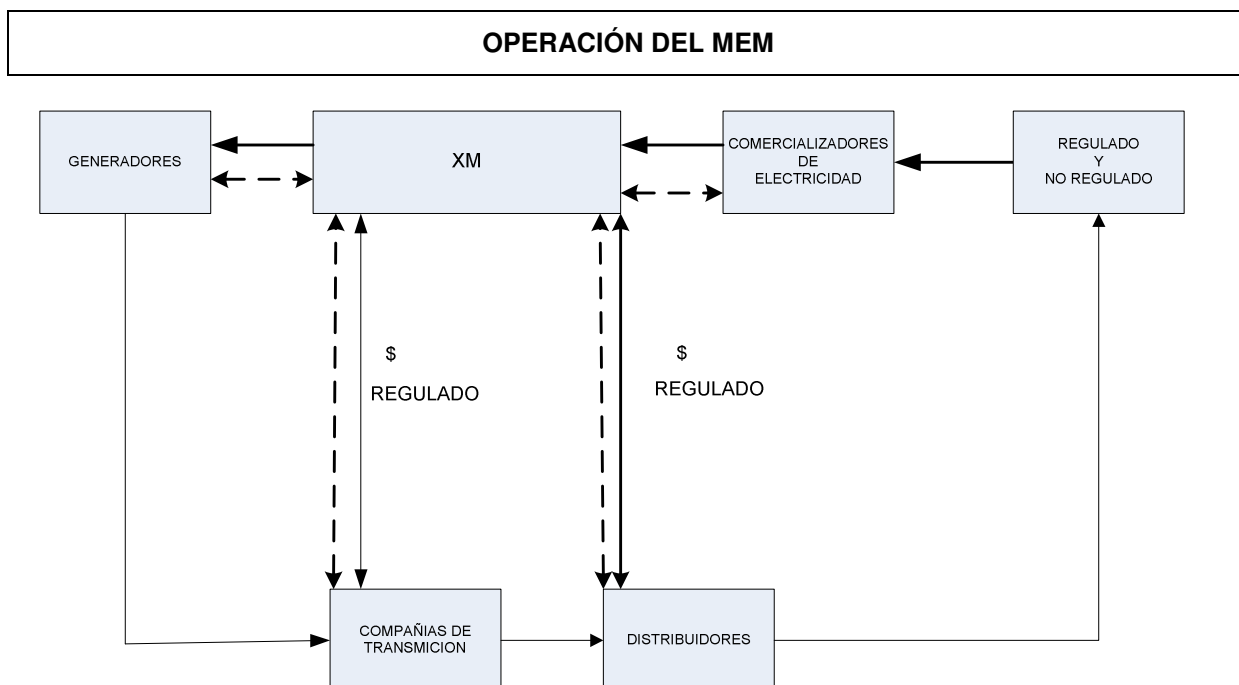
En virtud de la autoridad otorgada bajo los Mandatos, XM, como administrador del SIC, registra todos los contratos de cobertura celebrados por los generadores y comercializadores de electricidad, analiza cada hora el despacho y calcula los montos adeudados a o por los generadores y comercializadores 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:



1.4. 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. De conformidad con la Ley 143, 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 sistemas de transmisión de electricidad relacionados con la conexión por dichos usuarios a sus sistemas de transmisión eléctrica, en adelante Contratos de Conexión, las compañías de transmisión de electricidad facturan a cada usuario del sistema mensualmente por la conexión de dicho usuario a dichos sistemas de transmisión de electricidad de las compañías. Los ingresos de los Contratos de Conexión no forman parte de los Ingresos Regulados de las compañías de transmisión de electricidad. Ver “Cargos por Conexión.”

1.5. 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 veinte (20) días especificados por XM, 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 STN.

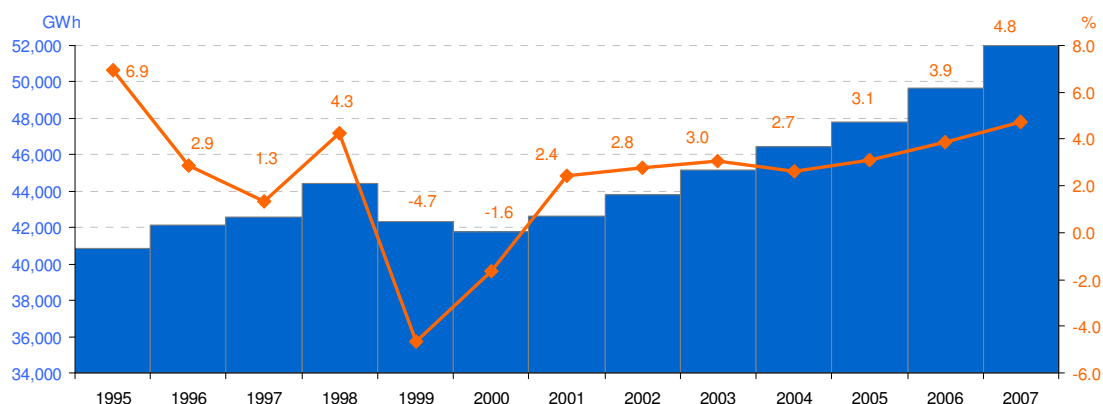
Adicionalmente, los comercializadores están obligados a entregar a XM pagarés en blanco con sus respectivas cartas de instrucciones cuando entran a comercializar energía en el SIC. En el evento en que un comercializador de energía incumpla el pago de sus cargos por conexión y las garantías entregadas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

1.6. Demanda.

Desde 1995 hasta 2006, la demanda de electricidad creció a una tasa de crecimiento compuesta anual de 1.80%, desde 41,774 GWh en 1995 hasta 50,815 GWh en 2006. En comparación, el producto interno bruto de Colombia creció a una tasa anual compuesta de 3.20% y la población creció a una tasa anual compuesta de 2.00% durante el mismo período. La demanda de electricidad en Colombia se ha incrementado de forma constante desde el 2000.

La demanda acumulada en los nueve primeros meses del año 2007 se ubicó en 39,311 GWh con un aumento de 4.3% 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 septiembre de cada año para el período 1995-2007.



Fuente: XM

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 79,979 GWh y 85,613 GWh.

De acuerdo con proyecciones sobre nuevos intereses en activos de electricidad para el año 2019, incluidas en la Agenda 2019 del reporte del DNP “2019 Visión Colombia II Centenario”, se espera que la capacidad de generación de energía alcance 14,282 MW en el 2010 y 20,227 MW en el 2019 y se espera que las interconexiones internacionales incrementen de 5 a 7 en el 2019. Las inversiones relacionadas con aumentos en la capacidad de generación de electricidad de Colombia se espera que sean de Col\$3,716,69 miles de millones para el sector público y Col\$12,260,00 miles de millones para el sector privado, mientras que las inversiones para la expansión de las interconexiones internacionales se espera que sean del orden de Col\$483.99 millones únicamente para el sector privado.

1.7. Oferta.

La generación de electricidad en Colombia ha crecido significativamente durante los últimos 26 años. En 1980, la capacidad de generación instalada era de 4,177 MW (aproximadamente 70.00% hidroeléctrica y 30.00% térmica). Para septiembre de 2007, la capacidad de generación instalada había crecido hasta 13,408.9 MW (aproximadamente 63.8% hidroeléctrica y 31.8% térmica, 4.4% plantas menores y co-generación). El siguiente cuadro ilustra el monto total de electricidad generada en Colombia durante el período 1995-2007.

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.....	46,803	4.60
2004.....	48,618	3.88
2005.....	50,467	3.80
2006.....	52,368	3.77
Ene-Sep 2007	39,893	2.70

Fuente: XM

Se espera que la capacidad de generación total aumente 982 MW durante el período 2007-2010, de acuerdo con los estimados de UPME, de 13,277 MW en 2006 hasta 14,259 MW en 2010. Se espera que la capacidad de generación hidroeléctrica aumente desde 64.23% en el 2006 hasta 65.41% en el 2010. 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	TIPO	CAPACIDAD MW	FECHA
Río Amoya.....	Hidro	78	07/09
Flores IV*.....	Gas/Vapor	163	01/09
Río Manso.....	Hidro	27	08/10
Porce III.....	Hidro	660	09/10 / – 01/11 05/11-09/11
Total		925	

Fuente: UPME

* El proyecto las Flores IV entrará en operación en enero de 2009 y adicionará 163MW de nueva capacidad a las unidades de Flores II y Flores III, para una capacidad total de la planta de 450 MW.

1.8. 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.

El STN está compuesto por dos subsistemas, uno en la Costa Atlántica y uno en la parte central de Colombia, interconectados por líneas de 500kV. El STN enlaza 43 redes de transmisión local y regional de Colombia y las redes de distribución local en una única red interconectada. Aproximadamente el 92.00% de la electricidad consumida en Colombia se transmite a través del STN. El resto se genera y consume principalmente a nivel local, en la escasamente poblada región sur-oriental de Colombia. A septiembre 30 de 2007, el STN comprendía 83 subestaciones de 230kV, 11 subestaciones de 500kV, una subestación de 138kV, 2,399 km de líneas de 500kV, 10,927 km de líneas de 220/230kV y 15 km de líneas de 138kV, y tenían una capacidad de transformación a 500kV de 7,170 MVA y a 220/230 kV de 12,988 MVA.

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 conectada 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.

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.

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. Somos propietarios del 73.87% del STN, calculado sobre el valor de reposición de la red de distribución, en adelante VRN, y nuestra subsidiaria Transelca es propietaria del 8.43% del STN.

A 30 de septiembre de 2007 éramos propietarios del 100% de las subestaciones y líneas de transmisión de 500kV y el 68.6% de las líneas de transmisión de 230kV en el STN, y obtuvimos el 70% del total de Ingresos Regulados generados por el STN. El cuadro a continuación establece la participación de las compañías de transmisión de electricidad en el STN a 30 de septiembre de 2007.

Compañía	STN a septiembre 30, 2007			
	S/E	km	VRN	%
ISA (*).....	49	9,891	1,907	73.87%
Transelca.....	12	1,539	218	8.43%
EEPPM.....	13	793	166	6.43%
EEB.....	8	684	165	6.40%
EPSA.....	5	270	59	2.30%
ESSA.....	3	123	34	1.31%
DISTASA.....	1	27	9	0.36%
CORELCA.....	1	-	7	0.29%
CHB.....	1	-	7	0.27%
CENS.....	1	-	4	0.17%
EBSA.....	1	-	4	0.17%
TOTAL STN.....	95	13,327	2,581	100%

(*) No se incluyen circuitos de 115 y 138 kV
Fuente XM .Parametros Técnicos

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.

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
Compartimientos de Línea.....	99.83%	15
Compartimientos de Transformadores.....	99.83%	15
Auto transformadores.....	99.45%	48
Compartimiento de Compensación.....	99.83%	15
Módulos de Compensación.....	99.45%	48
Circuitos de 500kV.....	99.18%	72
Circuitos de 220kV o 230kV > 100km de largo.....	99.59%	36
Circuitos de 220kV o 230kV ≤ 100km de largo.....	99.73%	24

El incumplimiento de estos estándares de calidad causa multas que se calculan mediante referencia a la probabilidad de falla de cada unidad constructiva y el correspondiente lucro cesante.

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 PCSA. Teniendo en cuenta que los ingresos por ventas de cargos por uso se calculan mensualmente, los PCSA incurridos cada mes se promedian al final de cada mes para determinar el PCMA aplicable, el cual corresponde al porcentaje mediante el cual el ingreso por ventas para ese activo en particular se reduce para ese mes.

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 PNE.

La UPME está encargada de la supervisión técnica y administrativa de la expansión del STN, incluyendo la selección a través de un proceso de licitación pública de los inversionistas para que asuman los proyectos aprobados. El CAPT, que supervisa la participación de los Usuarios No Regulados, distribuidores, generadores, comercializadores y transmisores, así como el CND han sido designados para asistir a la UPME en la preparación de los planes de expansión del STN y para establecer los criterios, estrategia y metodología para la expansión del STN.

De acuerdo con la Resolución No. 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.

El procedimiento previsto en la regulación para la expansión del STN garantiza un proceso de licitación competitivo respecto de la construcción, operación y mantenimiento de nuevos proyectos de expansión para la transmisión de electricidad. Los oferentes envían el estimado de ingresos por ventas anuales en Dólares por cada uno de los 25 años siguientes a la puesta en marcha del proyecto. Las propuestas se comparan calculando el valor presente del estimado de ingresos por ventas anuales por cada uno de los 25 años, aplicando la tasa de descuento aprobada por la CREG.

Los estimados presentados por los oferentes incluyen los costos relacionados con obras previas a la construcción, tales como diseño, servidumbres de paso, estudios ambientales y licencias; trabajos de construcción, incluyendo obras de ingeniería independientes y todas las obras requeridas para la viabilidad ambiental del proyecto; el costo de oportunidad del capital invertido; y los correspondientes gastos de administración, operación y mantenimiento. Adicionalmente, se entiende que los estimados cubrirán todos los demás costos y gastos incurridos por el oferente adjudicado.

1.9. Ingresos Regulados.

De conformidad con la Ley 143, la CREG fija tanto los Ingresos Regulados como los cargos por uso pagaderos mensualmente a las compañías de transmisión de electricidad de acuerdo con los Ingresos Regulados recibidos por dichas compañías.

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.

Desde la creación del sector de transmisión de electricidad colombiano en 1994 mediante la separación de la generación de electricidad de la distribución, la CREG ha revisado cuatro veces la metodología para compensar a las compañías de transmisión de electricidad, creando así cuatro períodos distintos de tarifas, cada uno de los cuales utilizó una metodología diferente para calcular los cargos por uso y los Ingresos Regulados.

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 períodos 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.

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

A la fecha de este Prospecto de Información, estos activos representan cerca del 80% del total de activos de transmisión de electricidad de ISA en el STN (participación con base en el Valor de reposición a Nuevo de los Activos).

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 un cierto FOB asumido y costos de instalación por los diferentes ítems que comprenden los activos de transmisión eléctricos e instalaciones auxiliares, 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 en 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.

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

A la fecha de este Prospecto de Información, 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.

Asignación del pago de los ingresos de la transmisión

De conformidad con la Resolución CREG 094/1999, 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 establece que desde enero 1° de 2002, los generadores no realizarán pagos por cargos por uso.

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 enfocará principalmente en los siguientes aspectos de la estructura de Ingresos Regulados actual:

- *Unidades Constructivas:* La Resolución CREG 007/25 establece que CREG contratará los servicios de un consultor privado quien revisará el VRN de las unidades constructivas establecidas en la Resolución CREG 026/1999 y hará 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 permitirá a la CREG revisar, si lo considera necesario, 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 Interna de Retorno:* CREG pretende utilizar un WACC (promedio de costo de capital ponderado) calculado para determinar la tasa interna de retorno. 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 revisará 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 revisará los gastos de administración, operación y mantenimiento incurridos por las compañías de transmisión de electricidad. Para este propósito, CREG ha solicitado 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 revisará 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 especifica las bases para esta revisión.
- *Penalizaciones por no Disponibilidad:* 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:* CREG 007/2005 establece que la nueva estructura de Ingresos Regulados incluirá un factor de productividad cuyo objetivo es compartir las ganancias por la productividad esperada de las compañías de transmisión de electricidad con los usuarios finales. Este factor de productividad se expresará como un porcentaje que se restará de los ingresos anuales de las compañías de transmisión de electricidad. Este factor será 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. Este análisis estima que un factor de productividad del 0.36% sería suficiente para lograr el objetivo de compartir las ganancias de productividad de las compañías de transmisión de electricidad con los usuarios finales.

Esperamos que el resultado del Proceso de Revisión de Ingresos se traduzca en cambios de nuestra estructura de Ingresos Regulados incluyendo, entre otros factores, un recálculo de la compensación que recibimos por poner a disposición del STN nuestros activos de transmisión de electricidad, un análisis revisado de nuestros costos de transmisión de electricidad, posibles modificaciones a nuestros estándares de calidad del servicio y esquema de sanciones y, finalmente, una revisión de nuestra base de bienes y tasa de retorno. Aunque esperamos que la nueva estructura de Ingresos Regulados se fundamente en criterios técnicos, independientes y objetivos para reflejar el actual costo de estructura de las compañías de nuestra industria, el resultado del Proceso de Revisión de Ingresos es bastante incierto tanto en cuanto al tiempo de su implementación como a su resultado final. En consecuencia, no podemos asegurar cuando

culminará el Proceso de Revisión de Ingresos o que la estructura de Ingresos Regulados cubrirá nuestros costos y nos compensará por la inflación y futuras devaluaciones de la moneda o que nos provea con un adecuado retorno sobre nuestra base de bienes.

1.10. 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 en la Resolución 082 de 2002, 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. Los cargos de conexión no se ajustan para compensar los costos de mantenimiento extraordinarios. En caso que deba reemplazarse el equipo antes de finalizar su vida proyectada, el proveedor de conexión debe negociar con su cliente de conexión un ajuste de la tarifa de conexión para tener en cuenta la inversión en el nuevo equipo. Si no logramos un acuerdo con nuestro cliente sobre el ajuste, las partes pueden buscar un ajuste con la CREG.

2. Brasil.

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.

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. El BMME estima que será necesario construir aproximadamente 41,327 Km de líneas de transmisión de electricidad entre 2007 y 2015.

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.

2.2. 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 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.

2.3. 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.

2.4. 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 10.87% 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*)

Periodo	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.

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.

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.

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.

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.

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)".

3. Perú.

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.

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 Antioligopolio 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).

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. Cabe precisar que si bien esta ley se encuentra vigente la conformación del nuevo Directorio del COES aún no se puede implementar en razón de no haberse publicado su Reglamento.

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.

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.

3.4. 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 la fórmula que se establece abajo.

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

Donde:

AR	Es el ingreso anual.
VNR	Es 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.
IRR	Es la tasa interna de retorno. De conformidad con el Contrato de Concesión, la tasa interna de retorno para los primeros diez (10) años será del 12.00%, y en adelante la tasa de retorno será la que fije el LCE por lo que falte del Contrato de Concesión.
n	Es la duración del Contrato de Concesión respectivo.
AOM	Es el porcentaje para compensar la administración, operación y gastos de mantenimiento. Este porcentaje está fijado en el 3.00% para la duración del Contrato de Concesión.

Transmantaro

El Contrato en virtud del cual Consorcio 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 Consorcio 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. Bolivia.

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 BSE 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 BSE. 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 BSE.

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.

4.2. 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 BSE 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.

4.3. Ingresos Regulados.

El BSE 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 BSE 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 BSE, que es a quince (15) 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 BSE 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 BSE asumiendo uso total de la red, el BSE 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 BSE 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 BSE para ese propósito.

CAPÍTULO 4 – INFORMACIÓN FINANCIERA.

A. CAPITAL AUTORIZADO, SUSCRITO Y PAGADO DEL EMISOR, SEÑALANDO EL NÚMERO DE ACCIONES EN CIRCULACIÓN Y LAS RESERVAS.

Nuestro capital social autorizado equivale a la suma de Cuarenta y Cinco Mil millones de pesos (Col\$45,000'000,000), dividido en mil trescientas setenta y un millones novecientas cincuenta y un mil doscientos diecinueve (1,371'951,219) acciones, que a su vez se dividen en Acciones Ordinarias, preferenciales (con dividendo preferencial y sin derecho a voto) y privilegiadas. El valor nominal de nuestras acciones es TREINTA Y DOS PESOS COMA OCHO CERO CERO CERO CERO CERO CERO CINCO TRES CINCO DOS CERO CERO CENTAVOS (Col\$32.80000000535200) cada una.

Nuestro capital suscrito y pagado a 30 de septiembre de 2007 se comprendía de mil treinta y siete millones ochenta y siete mil doscientas ochenta y cinco (1,037'087,285) Acciones Ordinarias. El número total de acciones por suscribir era de trescientos treinta y cuatro millones ochocientos sesenta y tres mil novecientos treinta y cuatro (334'863.934).

No tenemos acciones privilegiadas ni preferenciales en circulación. Todas nuestras acciones privilegiadas fueron convertidas en ordinarias en diciembre 31 de 2002.

La composición de nuestro capital se resume en el siguiente cuadro:

	VALOR	#ACCIONES
CAPITAL AUTORIZADO	45.000.000.000,00	1.371.951.219
CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO	34.016.462.952	1.037.087.285
CAPITAL POR SUSCRIBIR	10.983.537.048	334.863.934

La composición de nuestro capital suscrito y pagado y el número de acciones en reserva variarán según los resultados de esta oferta.

B. OFERTAS PÚBLICAS DE ADQUISICIÓN DE ACCIONES DEL EMISOR CELEBRADAS EN EL ÚLTIMO AÑO.

No se ha llevado a cabo durante el último año ninguna oferta pública de adquisición de nuestras acciones.

C. PROVISIONES Y RESERVAS PARA LA READQUISICIÓN DE ACCIONES.

El 22 de marzo de 2001 aprobamos la constitución de una reserva especial para la readquisición de acciones propias que están en poder de un fondo de valores cerrado, creado para darle liquidez a nuestras acciones por valor de Ocho Mil Quinientos millones de pesos (Col\$8.500'000.000), y una reserva especial para adquisición de acciones propias de propiedad de EEPPM por valor de Treinta y Ocho Mil Cien millones de pesos (Col\$38.100'000.000). Por consiguiente, el monto total de la reserva para readquisición de acciones propias asciende a la suma de Cuarenta y Seis Mil Seiscientos millones de pesos (Col\$46.600'000.000).

D. INFORMACIÓN SOBRE DIVIDENDOS:

1. Política de dividendos de la sociedad.

Nuestra política de dividendos sigue los principios establecidos en el Código de Comercio Colombiano, los Estatutos de la Sociedad, el Código de Buen Gobierno y la Declaración de la Nación en su calidad de accionista mayoritario.

Nuestros accionistas pueden aprobar distribuciones de dividendos, incluyendo distribuciones provisionales basados en nuestros estados financieros anuales, semestrales o trimestrales. El monto a distribuirse como dividendo dependerá de varios factores, tales como nuestros resultados operacionales, el dividendo obligatorio mínimo, nuestra condición financiera o necesidades de fondos, nuestras perspectivas de crecimiento y otros factores que nuestros accionistas pueden considerar relevantes.

El Código de Comercio y nuestros estatutos exigen el pago de un dividendo obligatorio mínimo a nuestros accionistas correspondiente al 50% de nuestra utilidad líquida ajustada, calculada de acuerdo con el Código de Comercio, o al 70% de dicha utilidad líquida ajustada en el evento en que nuestras reservas acumuladas excedan el 100% de nuestro capital suscrito, salvo que nuestra Asamblea de Accionistas determine mediante el voto afirmativo de por lo menos el 78% de los tenedores de Acciones Ordinarias representados en la Asamblea, que la distribución de utilidades se efectúe en un porcentaje menor o no se lleve a cabo. Sin embargo, la Nación Colombiana, nuestro principal accionista, ha declarado que no promoverá ni votará a favor de una resolución de la Asamblea General que proponga una distribución de dividendos de menos del 50% de nuestra utilidad líquida ajustada, calculada de conformidad con el Código de Comercio.

De conformidad con lo anterior, todo accionista tiene derecho a recibir como dividendo una parte de las utilidades de la sociedad, en dinero, en proporción a las acciones que posea en la misma. Para efectos de la repartición de utilidades tal como lo disponen los artículos 155 y 454 del Código de Comercio, se deben considerar como utilidades líquidas, las resultantes de la aplicación del siguiente procedimiento:

- a. Se toman las utilidades arrojadas por la compañía con base en los Estados Financieros reales y fidedignos de cada ejercicio, de este valor se restan exclusivamente los rubros correspondientes a: (i) enjugar las pérdidas de ejercicios anterior (si las hubiere), (ii) la reserva legal, y (iii) las apropiaciones para el pago de impuestos;
- b. Al saldo así determinado, se le aplican los porcentajes a distribuir de conformidad con los artículos del Código de Comercio antes mencionados. Este valor será el monto mínimo a distribuir como dividendo en cada periodo.
- c. Las sumas que resultaren después de haber repartido los dividendos mínimos quedarán a disposición de la Asamblea para efectuar las reservas estatutarias, las voluntarias o para ser distribuidas como dividendos en adición a los dividendos mínimos establecidos en el literal b).

Un dividendo en acciones requiere la aprobación del 80% de los accionistas representados en la Asamblea General. Si tal mayoría no se logra, el dividendo en acciones sólo será distribuido a quienes hayan votado afirmativamente la proposición de distribución del dividendo en acciones.

Vale la pena resaltar que desde el momento en que decidimos inscribir nuestras acciones en el Registro Nacional de Valores e Intermediarios, hoy Registro Nacional de Valores y Emisores (RNVE), hemos venido distribuyendo dividendos con tendencia creciente como se verá a continuación.

2. Utilidad neta y dividendos decretados correspondientes a los tres (3) últimos años.

Del emisor:

Cifras en millones de pesos	2004	2005	2006
Utilidad neta del ejercicio	140,015	187,179	150,469
Dividendos decretados	101,796	115,241	130,466

Del grupo:

Cifras en millones de pesos	2004	2005	2006
Utilidad neta del ejercicio	141,676	200,258	150,469

3. Información relacionada.

3.1. Utilidad neta por acción.

Calculamos la utilidad neta por acción con base en el promedio ponderado de las acciones en circulación durante el año. En el año 2006 fue de 961,956,080, y en los años 2005 y 2004 fueron 960,341,683. La utilidad neta por acción en cada uno de los tres últimos periodos, es la siguiente:

Del emisor:

Cifras en pesos	2004	2005	2006
Utilidad neta por acción	146	195	156

Del grupo:

Cifras en pesos	2004	2005	2006
Utilidad neta por acción	148	209	156

3.2. Dividendo por acción y forma de pago.

Ejercicio 2004:

Nuestra Asamblea General de Accionistas celebrada el 29 de marzo de 2005, aprobó la proposición sobre la apropiación y distribución del ejercicio 2004, consistente en distribuir utilidades y reservas por Col\$101.796 millones, **correspondiente al 100% de la utilidad líquida del año 2004**. Nuestra Asamblea General decretó entonces un dividendo de **Col\$106 por acción**, para las 960.341.683 Acciones Ordinarias en circulación. El pago se realizó en dinero, en cuatro (4) cuotas trimestrales iguales a razón de Col\$26.5 por acción: el 19 de abril, el 19 de julio, el 19 de octubre de 2005 y el 19 de enero de 2006.

Teniendo en cuenta que las Reservas a distribuir para dicho ejercicio se originaron en el período de exención tributaria, el 45.70% de los dividendos que pagamos en el año 2005 estuvieron gravados en cabeza de los accionistas contribuyentes del impuesto de renta.

Ejercicio 2005:

Nuestra Asamblea General de Accionistas del 27 de marzo de 2006 aprobó la proposición de apropiación y distribución del ejercicio 2005, consistente en distribuir utilidades y reservas por Col\$115,241 millones, **correspondiente al 85.82% de la utilidad líquida del año 2005**. Nuestra Asamblea General decretó entonces un dividendo de **Col\$120 por acción**, para las 960.341.683 Acciones Ordinarias en circulación. El pago se realizó en dinero, en cuatro (4) cuotas trimestrales iguales, a razón de Col\$30 por acción: el 19 de abril, 19 de julio y 19 de octubre de 2006; y 19 de enero de 2007.

Ejercicio 2006:

Nuestra Asamblea General de Accionistas del 30 de marzo de 2007 aprobó la proposición de apropiación y distribución del ejercicio 2006, consistente en distribuir utilidades y reservas por Col\$130,466.2 millones, **correspondiente al 97.76% de la utilidad líquida del año 2006**. Nuestra Asamblea General decretó entonces un dividendo de **Col\$128 por acción**, para las 1.019.267.163 Acciones Ordinarias en circulación. Se acordó realizar el pago en dinero, en cuatro (4) cuotas trimestrales iguales, a razón de Col\$32 por acción: el 18 de abril, 18 de julio y 18 de octubre de 2007; y 18 de enero de 2008.

En la misma reunión nuestra Asamblea General de Accionistas aprobó constituir una reserva ocasional por valor de Col\$2,993.52 millones destinada al pago de un dividendo por acción de Col\$96 a quienes suscriban y paguen las acciones que se emitan con ocasión de esta Oferta Pública, dividendo pagadero en dinero en tres (3) cuotas de Col\$32 cada una, en las siguientes fechas: 18 de julio de 2007, 18 de octubre de 2007 y 18 de enero de 2008. Acordó entonces nuestra Asamblea General que en el evento en que la suscripción y pago de las acciones producto de la Oferta Pública no fuera realizada antes del 18 de julio de 2007, fecha prevista para el pago de la primera cuota de este dividendo, se pagarán únicamente las cuotas segunda y tercera.

De la misma manera, si la suscripción y pago de acciones producto de la Oferta Pública no se realiza antes del 18 de octubre de 2007, fecha prevista para el pago de la segunda cuota de este dividendo, se pagará únicamente la cuota tercera.

En cualquiera de los siguientes casos, las sumas destinadas al pago de los dividendos a favor de quienes suscriban y paguen las acciones que se emitan con ocasión de esta Oferta Pública, permanecerán en la reserva ocasional aquí constituida: (i) Cuando no haya Oferta Pública; (ii) Cuando se coloquen parcialmente las acciones emitidas en la Oferta Pública; (iii) Cuando se suscriban y paguen parcialmente las acciones colocadas en la Oferta Pública y; (iv) Cuando la suscripción y pago de las acciones se realice con posterioridad a las fechas establecidas para los pagos de las cuotas del dividendo.

Nuestra política de dividendos creciente se evidencia en las cifras anteriores, que muestran un incremento del 13,2% en los dividendos decretados correspondientes a los ejercicios 2004 y 2005, y del 6,67% entre los que corresponden a los ejercicios 2005 y 2006.

3.3. Valor patrimonial de la acción.

Cifras en pesos	2004	2005	2006
Valor patrimonial de la acción	2,766	2,902	3,444.09

3.4. Precio promedio y al cierre anual en bolsa de la acción.

Cifras en pesos	2004	2005	2006
Precio promedio	1,657	3,150	5,474
Precio al cierre anual	2,090	5,650	5,910

3.5. Precio al cierre en bolsa/utilidad por acción.

Cifras en pesos	2004	2005	2006
Respecto del emisor	14.3	28.97	37.9
Respecto del grupo	14.1	27.03	37.9

3.6. Precio al cierre en bolsa/dividendo por acción.

Cifras en pesos	2004	2005	2006
Precio al cierre en bolsa/dividendo por acción	19.7	47.1	46.2

3.7. Valor patrimonial/utilidad por acción

Cifras en pesos	2004	2005	2006
Respecto del emisor	18.9	14.9	22.1
Respecto del grupo	18.7	13.9	22.1

3.8. Valor patrimonial/dividendo por acción.

Cifras en pesos	2004	2005	2006
Valor patrimonial/dividendo por acción	26.1	24.2	26.9

3.9. Precio al cierre en bolsa/valor patrimonial.

Cifras en pesos	2004	2005	2006
Precio al cierre en bolsa/valor patrimonial	0.75	1.95	1.72

E. INFORMACIÓN SOBRE LA GENERACIÓN DE EBITDA EN LOS TRES (3) ÚLTIMOS AÑOS Y AL CORTE DE SEPTIEMBRE.

Del emisor:

El comportamiento de nuestro EBITDA ha sido el siguiente:

	A septiembre 30 de 2006	A septiembre 30 de 2007	2004	2005	2006
EBITDA (Col\$ millones)	375,724	406,100	488,642	480,037	500,109
Margen EBITDA (%)	71%	72%	68.6%	67.8%	70%

Como resultado de los ingresos obtenidos y la disminución de 6.9% en los gastos operacionales (Ver notas 22 y 23 a nuestros Estados Financieros), fortalecimos durante el periodo 2006 nuestros resultados operacionales: el EBITDA ascendió a Col\$500,109 millones (4.2% más que en 2005), el margen EBITDA pasó del 67.8% al 70%, y la utilidad operacional creció 8.4% respecto al año 2005.

En el 2005 el EBITDA estuvo altamente afectado por los costos incurridos en los estudios por participación en licitaciones nacionales e internacionales por Col\$9,730 millones, mientras que en el 2006 estos costos ascendieron a Col\$ 2,109 millones. Igualmente se resalta la reducción de costos y gastos en el 2006 respecto al 2005, relacionados con seguros y comunicaciones.

Del grupo:

	A septiembre 30 de 2006	A septiembre 30 de 2007	2004	2005	2006
EBITDA (Col\$ millones)	977,842	1,418,283	700,268	700,049	1,113,138
Margen EBITDA (%)	48%	67%	65%	65%	55%

Nuestro sólido flujo de efectivo procedente de las operaciones nos ha permitido mantener un nivel de endeudamiento bajo. En 2006 nuestro EBITDA consolidado fue de Col\$1,113,138 millones, lo que representa un aumento de aproximadamente 59% respecto a 2005. Nuestro margen EBITDA fue 55% en 2006, en comparación con 65% en 2005. Para el periodo con cierre el 30 de septiembre de 2007, nuestro EBITDA fue Col\$1,418,283 millones, en comparación con Col\$977,842 millones para el mismo periodo con cierre el 30 de septiembre de 2006, significando un aumento de 45%.

F. EVOLUCIÓN DEL CAPITAL SOCIAL EN LOS TRES (3) ÚLTIMOS AÑOS.

Capital autorizado:

Hasta la fecha de perfeccionamiento y registro de la reforma estatutaria parcial aprobada por nuestra Asamblea General Ordinaria de Accionistas el día 27 de marzo de 2006, nuestro capital social autorizado ascendía a la suma de Treinta y Cinco Mil millones de pesos (Col\$35.000'000.000), dividido en MIL SESENTA Y SIETE MILLONES SETENTA Y TRES MIL CIENTO SETENTA COMA CINCO CINCO SIETE CINCO NUEVE CERO (1.067'073.170,557590) acciones por un valor nominal de TREINTA Y DOS PESOS COMA OCHO CERO CERO CERO CERO CERO CERO CERO CERO CINCO TRES CINCO DOS CERO CERO CENTAVOS (Col\$32,80000000535200) cada una.

Con posterioridad a la reforma mencionada, efectuada mediante Escritura Pública No. 580 de fecha 10 de mayo de 2006 otorgada en la Notaría Única del Círculo Notarial de Sabaneta (Antioquia), nuestro capital social autorizado fue elevado a la suma de Cuarenta y Cinco Mil millones de pesos (Col\$45.000'000.000), dividido en MIL TRESCIENTAS SETENTA Y UN MILLONES NOVECIENTAS CINCUENTA Y UN MIL DOSCIENTAS DIECINUEVE (1.371'951.219) ACCIONES por un valor nominal de TREINTA Y DOS PESOS COMA OCHO CERO CERO CERO CERO CERO CERO CERO CERO CINCO TRES CINCO DOS CERO CERO CENTAVOS (Col\$32,80000000535200) cada una.

Capital suscrito y pagado:

La evolución del capital suscrito y pagado en los tres últimos años se evidencia en las siguientes tablas:

Años	2004	2005	2006
Cifras en millones de pesos	32.084	32.084	34.016
Número de acciones	978,161,805	978,161,805	1.037'087.285

G. OBLIGACIONES CONVERTIBLES.

Nuestra compañía no cuenta con obligaciones convertibles en acciones.

H. PRINCIPALES ACTIVOS DEL EMISOR.

1. Principales activos e inversiones.

Los cuadros siguientes muestran nuestros principales activos y los de nuestro grupo (valores expresados en millones de pesos colombianos):

CIFRAS EN MILLONES DE PESOS

Principales Activos del Grupo

	Septiembre-07	%	2006	%	2005	%	2004	%
Propiedad planta y equipo	3,469,735	27%	3.252.320	25%	2.930.936	50%	2.712.604	49%
Inversiones permanentes	41,641	0%	289.792	2%	42.863	1%	14.714	0%
Cargos diferidos	6,484,095	49%	5.890.867	46%	895.664	15%	806.562	15%
Otros activos	1,677,085	13%	1.963.652	15%	721.364	12%	710.240	13%
Valorizaciones	1,483,832	11%	1.464.568	12%	1.282.216	22%	1.298.221	23%
TOTAL ACTIVOS	13,156,388	100%	12.861.199	100%	5.873.043	100%	5.542.341	100%

Principales Activos de la Matriz

	Septiembre-07	%	2006	%	2005	%	2004	%
Propiedad planta y equipo	2,464,122	40%	2.475.152	42%	2.138.565	47%	2.065.646	46%
Inversiones permanentes	1,678,195	27%	1.354.130	23%	721.456	16%	647.158	14%
Cargos diferidos	402,922	7%	423.920	7%	159.501	4%	156.230	3%
Otros activos	336,152	5%	323.628	6%	375.976	8%	511.543	11%
Valorizaciones	1,298,876	21%	1.299.003	22%	1.133.961	25%	1.144.975	25%
TOTAL ACTIVOS	6,180,267	100%	5.875.833	100%	4.529.459	100%	4.525.552	100%

1.1. Principales cuentas del activo.

(a) Al 30 de septiembre de 2007, las siguientes son las cuentas que representan los activos principales de nuestro grupo (cifras expresadas en millones de pesos):

PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO, NETO

El saldo de propiedades, planta y equipo, neto, comprendía:

	Septiembre 2007	Septiembre 2006
Propiedades, Planta y equipo		
Redes, líneas y cables	2,373,745	2,037,509
Plantas y ductos	1,945,899	1,716,132
Edificaciones	75,779	71,275
Maquinaria y equipo	68,262	67,407
Equipo de comunicación y computación	31,211	27,678
Equipos y materiales en depósito y bienes en bodega	118	118
Equipo de transporte, tracción y elevación	10,687	11,533
Muebles, enseres y equipo de oficina	15,475	14,107
Vías de comunicación	265	265
Terrenos	30,534	29,324
Subtotal propiedades, planta y equipo	4,551,975	3,975,348
Menos – depreciación acumulada	(1,529,566)	(1,322,327)
Menos – provisiones	(35,899)	(11,027)
Total propiedades, plantas y equipo en operación	2,986,510	2,641,994
Construcciones en curso	430,688	547,631
Maquinaria, planta y equipo en montaje	50,607	38,736
Maquinaria y equipo en tránsito	1,930	2,417
Total propiedades, planta y equipo, neto	3,469,735	3,230,778

Sobre los activos no existen restricciones, ni pignoraciones o entregas en garantía de obligaciones.

DIFERIDOS Y OTROS ACTIVOS

El saldo de diferidos y otros activos, dentro de los que por su importancia destacamos los intangibles, comprendía:

	Septiembre 2007	Septiembre 2006
<i>Diferidos y otros activos de corto plazo</i>		
Gastos pagados por anticipado	21,230	13,130
Impuesto diferido (1)	92,243	37,540
<i>Total diferidos y otros activos de corto plazo</i>	113,473	50,670

	Septiembre 2007	Septiembre 2006
<i>Diferidos y otros activos de largo plazo</i>		
<i>Cargos diferidos</i>		
Impuesto diferido (1)	122,497	224,594
Organización y puesta en marcha	151	5,938
Bienes recibidos en dación de pago	6,906	2,827
Impuesto de seguridad democrática	1,088	4,492
Estudios e investigaciones	1,746	5,799
Otros cargos diferidos	18,814	22,492
<i>Total Cargos diferidos</i>	151,202	266,142
<i>Intangibles</i>		
Software	52,167	41,223
Licencias	53,269	50,734
Servidumbres	56,888	26,483
Derechos y franquicias (2)	8,328,034	7,821,685
Crédito Mercantil (3)	1,125,883	424,404
Menos amortización de intangibles (Derecho y Crédito mercantil)	(3,410,654)	(3,087,946)
<i>Total Intangibles</i>	6,205,587	5,276,583
Diversos	13,833	6,421
<i>Total diferidos y otros activos de largo plazo</i>	6,370,622	5,549,146

- (1) Incluye impuesto diferido por Col\$96,360 millones de CTEEP y Col\$94.908 millones de la matriz.
- (2) Incluye derecho de CTEEP por valor Col\$7,570,942 millones según contrato de concesión con el Gobierno de Brasil a través de ANEEL suscrito el 20 de junio de 2001, prorrogado por veinte (20) años a partir de 08 de julio de 1995, para explotación de servicio público de transmisión de energía eléctrica, incluyendo red básica e instalaciones de transmisión. De acuerdo con los artículos 63 y 64 del Decreto N° 41019 del 26 de febrero de 1957 de Brasil, los bienes y las instalaciones utilizadas en la transmisión son vinculados a esos servicios, no pueden ser retirados, vendidos, cedidos o dados en garantía hipotecaria sin previa y expresa autorización del Órgano Regulador. La Resolución N° 20/99 de la ANEEL reglamenta la desvinculación de bienes de las concesiones del servicio público de energía eléctrica, concediendo autorización previa para desvinculación de bienes improductivos a la concesión.
- (3) Incluye crédito mercantil por Col\$887,556 millones en compra de CTEEP por ISA Capital Do Brasil, crédito mercantil por Col\$103,631 millones generado en la compra del 60% del Consorcio Transmantaro S.A. y Col\$130,464 millones por la adquisición del 35% de TRANSELCA S.A. E.S.P.

En las fechas de la adquisición (junio 2006 y enero de 2007), de Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista –CTEEP-, ISA Capital Do Brasil registró un mayor valor del

crédito mercantil por hacer parte del precio de compra por BRL 287,232 miles (equivalentes a Col\$316,017 millones), correspondiente a su participación en el valor estimado de la contingencia por beneficios del plan de complementación del retiro regido por la Ley 4819/58. La contrapartida de este incremento en el crédito mercantil es un pasivo estimado.

INVERSIONES PERMANENTES, NETO

La composición de las inversiones permanentes, neto al 30 de septiembre se detalla a continuación:

		SEPTIEMBRE 2007	SEPTIEMBRE 2006
<i>Inversiones en Acciones</i>			
FEN S.A.		6,458	6,540
EPR S.A.	(1)	10,116	11,972
Transnixa		738	602
Internexa Perú		896	13
INTERLIGACAO ELÉTRICA DE MINAS EMG	(3)	9,277	0
Electricaribe	(2)	9,766	9,766
Electrocosta	(2)	2,348	2,348
Provisión para protección de inversiones	(2)	(6,007)	(6,868)
<i>Total inversiones en acciones</i>		33,592	24,373
<i>Otras inversiones de largo plazo</i>			
Inversiones de renta variable		8,049	10,472
<i>Total otras inversiones de largo plazo</i>		8,049	10,472
<i>Total inversiones permanentes</i>		41,641	34,845

- (1) Corresponde al aporte con el cual la sociedad emisora participa como socia con el 12.5% de la Empresa Propietaria de la Red – EPR- de Centroamérica. Con esta vinculación, la matriz podrá participar en la construcción de un proyecto de infraestructura eléctrica de 1,790 kilómetros de líneas de transmisión a 230 mil voltios, que deberá entrar en operación en el primer semestre de 2009.
- (2) Acciones recibidas en dación de pago, trasladadas de otros activos en el 2006 de acuerdo con la nueva reglamentación de la Contaduría General de la Nación –CGN-. La valoración de estas inversiones se realiza con base en el valor intrínseco y se constituyen provisiones a que haya lugar como resultado de su comparación con el valor en libros. Al 30 de septiembre la provisión de estas inversiones asciende a Col\$5,418 millones.
- (3) Esta Compañía no se consolidó por encontrarse en etapa preoperativa.

(b) Al 31 de diciembre de 2006, las siguientes son las cuentas que representan nuestros principales activos (cifras no consolidadas expresadas en millones de pesos):

PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO - NETO

El saldo de propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre, comprendía:

	2006	2005
Propiedades, planta y equipo		
Redes, líneas y cables	1,778,507	1,683,632
Plantas y ductos	1,237,171	1,153,046
Edificaciones	64,948	65,451
Maquinaria y equipo	27,705	29,054
Equipo de comunicación y computación	20,564	25,553
Equipo de transporte, tracción y elevación	1,838	1,385
Muebles, enseres y equipo de oficina	12,632	11,727
Terrenos	20,905	19,924
Subtotal propiedades, planta y equipo	3,164,270	2,989,772
Menos depreciación acumulada	1,075,286	1,001,631
Menos provisiones	9,191	1,340
Total propiedades, planta y equipo en operación	2,079,793	1,986,801
Construcciones en curso	377,885	144,003
Maquinaria, planta y equipo en montaje	17,474	7,761
Total propiedades, planta y equipo - Neto	2,475,152	2,138,565

Los retiros y ventas de propiedades, planta y equipo durante el año generaron una Utilidad Neta de Col\$283 millones (2005: Col\$16 millones). El movimiento de la depreciación acumulada durante el año 2006 consistió en la causación de gasto por depreciación por valor de Col\$82,615 millones (2005: Col\$88,570 millones), los cuales se cargaron a resultados del ejercicio. Además, se efectuaron retiros de depreciación por Col\$8,960 millones (2005: Col\$26,021 millones).

Sobre los activos no existen restricciones ni pignoraciones o entregas en garantía de obligaciones.

A finales del año 2006 entró en operación comercial el proyecto de UPME 1, por un valor aproximado de Col\$217,102 millones.

DIFERIDOS Y OTROS ACTIVOS

El saldo de diferidos y otros activos, al 31 de diciembre, comprendía:

	2006	2005
Diferidos y otros activos de corto plazo		
Gastos pagados por anticipado	4,049	4,660
Impuesto diferido	9,989	11,331
Total diferidos y otros activos de corto plazo	14,038	15,991
Diferidos y otros activos de largo plazo		
Cargos diferidos		
Estudios y proyectos (1)	10,473	3,671
Impuesto de seguridad democrática	3,258	6,516
Comisión en colocación de bonos	1,549	4,191
Impuesto diferido	100,816	73,492
Total cargos diferidos	116,097	87,870
Intangibles		
Software	26,476	25,915
Crédito mercantil (2)	240,474	4,152
Licencias	9,150	7,834
Servidumbres	37,424	23,855
Derechos y marcas	27,973	27,914
Ajuste por inflación intangibles	-	-
Menos amortización de intangibles	(47,765)	(41,224)
Total Intangibles	293,732	48,446
Bienes recibidos en dación de pago (3)		7,135
Diversos	53	59
Total diferidos y otros activos de largo plazo	409,882	143,510
Total diferidos y otros activos	423,920	159,501

- (1) Incluye diseños y estudios para la construcción de los proyectos UPME Primavera-Bacatá y Primavera-Ocaña-Copey-Bolívar. Con estos proyectos se mejora la interconexión eléctrica del país y se potencializa el desarrollo del mercado eléctrico regional en la Comunidad Andina de Naciones –CAN–, con perspectivas de desarrollo futuro hacia Centroamérica, además incluye concursos, licitaciones y comisiones de estructuración de deuda.
- (2) El incremento en el año 2006 corresponde al crédito mercantil por Col\$105,858 millones, generado en la compra del 60% de la empresa TransMantaro S.A., y Col\$130,464 millones generado en la compra del 34.999% de TRANSELCA S.A. E.S.P. a través de una operación de intercambio de acciones con Ecopetrol.
- (3) En el año 2005 corresponde al valor de las acciones de Electricaribe y Electrocosta, recibidas en dación de pago y las cuales, por cambio en normatividad contable, fueron reclasificadas a otras inversiones.

INVERSIONES PERMANENTES - NETO

La composición de las inversiones permanentes, neto al 31 de diciembre, se detalla a continuación:

	2006	2005
--	------	------

Inversiones en acciones		
Transelca S.A. E.S.P.	531,680	413,578
ISA Capital Do Brasil (1)	430,467	
REP S.A.	106,646	100,996
Internexa S.A. E.S.P.	99,496	98,613
Consortio TransMantaro S.A. (2)	63,867	
Flycom Comunicaciones S.A. E.S.P. (3)	32,849	5,550
ISA Bolivia S.A.	23,698	27,201
XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	16,084	14,818
ISA Perú S.A.	15,945	18,493
EPR S.A. (4)	11,194	10,284
FEN S.A. (5)	6,676	9,045
Electrocaribe	9,766	
Electrocosta	2,348	
Total inversiones en acciones	1,350,716	698,578
Otras inversiones		
En derechos fiduciarios (6)	8,226	22,878
Total inversiones permanentes	1,358,942	721,456
Provisión de inversiones permanentes	(4,812)	
Total inversiones permanentes	1,354,130	721,456

(1) Corresponde a participación del 99.99% en ISA Capital Do Brasil vehículo de inversión mediante la cual se realizó inversión en CTEEP.

(2) Corresponde a la participación del 60% de la propiedad accionaria del Consorcio TransMantaro S.A., la cual se actualizará por el método de participación en el año 2007.

(3) En el año 2006 ISA capitalizó en Flycom Comunicaciones S.A. E.S.P. cuentas por cobrar por Col\$40,614 millones, incrementando con esto su participación del 75.04% al 97.18%.

(4) En febrero de 2005 ISA fue aceptada como socia de la Empresa Propietaria de la Red –EPR–, constituida en 1998 en la ciudad de Panamá. La participación de ISA es del 12.5%. La EPR es una empresa regida por el derecho privado que cuenta con el aval del "Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central" y su protocolo, mediante el cual cada Gobierno otorga el respectivo permiso, autorización o concesión, según corresponda, para la construcción y explotación del primer sistema de interconexión regional eléctrico, el cual unirá a Honduras, Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá; la inversión está representada en 5,000 acciones comunes que equivalen a una participación del 12.5% en esta sociedad.

(5) La inversión está representada en 33,160 acciones que equivalen a una participación del 0.7884% en esa sociedad. La FEN es una entidad financiera del orden nacional, constituida por la Ley 11 de 1982 como una sociedad de capital público por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con el objeto principal de servir de organismo financiero y crediticio al sector energético colombiano.

(6) El saldo de Col\$8,226 millones corresponde al patrimonio autónomo para garantizar el pago de la interventoría de los proyectos UPME 1 y 2 de 2003 (2005: \$8,993). El año 2005 incluía, entre

otros, Col\$8,481 millones del patrimonio autónomo para dar mayor bursatilidad a las acciones privilegiadas emitidas por la Compañía; ese saldo fue liquidado en el año 2006.

Para una descripción detallada de nuestros principales activos e inversiones solicitamos ver, entre otras secciones, la información contenida en la Parte II, Capítulo 3, B. Principales Actividades Productivas y de Ventas del Emisor, numerales 3º, 4º, 5º y 6º.

2. Política de manejo de inversiones.

Marco de referencia corporativo

La Política para la Inversión del Grupo ISA se enmarca en:

- La Visión, en la medida que el Grupo Empresarial se propone ser reconocido por su eficiencia en la prestación de sus servicios.
- La Misión del Grupo Empresarial, al establecer la prestación eficiente de servicios integrados y el crecimiento con rentabilidad para generar valor.
- Elementos de la cultura, al incorporar los valores de la ética, el autocontrol, la persistencia y la efectividad.

Alcance de la política de inversión

- 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.

I. INVERSIONES QUE EXCEDEN EL 10% DEL TOTAL DE ACTIVOS DEL EMISOR.

Teniendo en cuenta que las principales inversiones nuestras y de las entidades que conforman nuestro grupo se concretan en adquisiciones de participaciones en el capital de otras compañías, a continuación presentamos un cuadro en el que se expone el valor de dichas inversiones con cierre a 31 de diciembre del año 2006, y el porcentaje que las mismas representaban en el activo de cada entidad:

INVERSIONES EN ACCIONES - ISA MATRIZ	2006	% ACTIVO TOTAL ISA	2005	% ACTIVO TOTAL ISA
Transelca S.A. E.S.P.	531.680	9,05%	413.578	9,13%
XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	16.084	0,27%	14.818	0,33%
Internexa S.A. E.S.P.	99.496	1,69%	98.613	2,18%
Flycom Comunicaciones S.A.	32.849	0,56%	5.550	0,12%

E.S.P.				
Otras menores	18.790	0,32%	9.045	0,20%
Total Nacionales	698.899	11,89%	541.604	11,96%
ISA Capital Do Brasil	430.467	7,33%	-----	0,00%
REP S.A.	106.646	1,81%	100.996	2,23%
Transmanto	63.867	1,09%	-----	0,00%
ISA Bolivia S.A.	23.698	0,40%	27.201	0,60%
ISA Perú S.A.	15.945	0,27%	18.493	0,41%
EPR S.A.	11.194	0,19%	10.284	0,23%
Total exterior	651.817	11,09%	156.974	3,47%
Total inversiones	1.350.716	22,99%	698.578	15,42%
TOTAL ACTIVO ISA MATRIZ	5.875.833		4.529.459	

INVERSIONES EN ACCIONES – TRANSELCA

REP S.A.	106.569	11%	100.901	10%
ISA Bolivia S.A.	22.788	2%	26.124	3%
ISA Perú S.A.	31.130	3%	36.110	4%
Total en exterior	160.487	16%	163.135	17%
TOTAL ACTIVO TRANSELCA	943.219		984.873	

J. RESTRICCIONES PARA LA VENTA DE LOS ACTIVOS QUE CONFORMAN EL PORTAFOLIO DE INVERSIONES DEL EMISOR.

Las siguientes son las restricciones que tenemos para la venta de los activos que conforman nuestro portafolio de inversiones, sus términos y condiciones:

1. Restricciones estatutarias.

De conformidad con nuestros estatutos sociales, es atribución de la Asamblea General de Accionistas, válidamente reunida y en cumplimiento de la mayoría decisoria establecida en los estatutos de conformidad con la ley, “La venta, liquidación, transferencia a cualquier título o enajenación o arrendamiento de activos o bienes de ISA, en una o varias transacciones relacionadas, y cuyo monto sea superior a quince punto cero por ciento (15.0%) de la Capitalización Bursátil de ISA, o la venta o transferencia en todo o en parte del establecimiento de comercio de ISA, ya sea a través de una sola operación o de una serie de operaciones relacionadas, en un plazo de doce (12) meses corridos”.

En nuestros estatutos igualmente se establece como función de la Junta Directiva que deberá ejercer debidamente constituida y con la mayoría de sus miembros exigida en los estatutos sociales de conformidad con la ley, “Deliberar y decidir sobre los siguientes aspectos: a) La venta, liquidación, transferencia a cualquier título o enajenación o arrendamiento de activos o bienes de ISA, en una o varias transacciones relacionadas, y cuyo monto sea superior a cinco punto cero por ciento (5.0%) y hasta un quince por ciento (15%) de la Capitalización Bursátil de ISA, o la venta o transferencia

en todo o en parte del establecimiento de comercio de ISA, ya sea a través de una sola operación o de una serie de operaciones, en un plazo de doce (12) meses corridos(...)

Las demás ventas, enajenaciones, liquidaciones o transferencias de activos que no sobrepasen los montos indicados, podrán ser realizadas por el Gerente General dentro del ámbito de sus atribuciones.

Estas disposiciones estatutarias que hacen necesaria la autorización especial de los órganos sociales mencionados para la venta de los activos que conforman nuestro portafolio, se mantendrán hasta tanto nuestra Asamblea General decida modificarlas o eliminarlas.

2. Otras restricciones.

Crédito sindicado por U.S.\$ 550 millones.

Nuestro contrato de crédito sindicado por U.S.\$550 millones, celebrado el 17 de julio de 2006 con el ABN Amro Bank N.V. y JP Morgan Chase Bank N.A. como prestamistas, modificado el 1 de diciembre de 2006, contiene ciertos compromisos que incluyen limitaciones al cambio de control, nuevo endeudamiento y venta de activos nuestros o de nuestras subordinadas.

El tramo A de este crédito por U.S.\$ 350 millones, se pagó con los recursos obtenidos del pago de un crédito otorgado a ISA Capital que fue otorgado a esta subordinada para la adquisición inicial de acciones en CTEEP. Específicamente, la limitación a la venta de activos dispone que

“El Prestatario (nosotros) no Enajenará, ni permitirá que ninguna de sus Subsidiarias Principales (REP, Transelca, ISA Capital) Enajene ningún activo, incluyendo cualesquier Derechos de Capital poseídos por ellos, y el Prestatario no permitirá que ninguna de sus Subsidiarias expida ningún Derecho de Capital adicional en dicha Subsidiaria Principal, exceptuando las siguientes Enajenaciones:

- (a) ventas de inventarios, activos averiados, obsoletos, usados, improductivos o sobrantes, desperdicios e Inversiones en el curso ordinario de los negocios de manera consistente con la práctica pasada;*
- (b) ventas, transferencias y enajenaciones por parte de las Subsidiarias Principales del Prestatario al Prestatario o por parte de una Subsidiaria Principal del Prestatario a otra Subsidiaria Principal del Prestatario en el curso ordinario de los negocios de manera consistente con la práctica pasada;*
- (c) la venta de Derechos de Capital por parte del Prestatario (sujeta a ciertas condiciones);*
- (d) después de la cancelación total de los Préstamos del Tramo B, la venta de Derechos de Capital por parte de cualquier Subsidiaria Principal, siempre y cuando después de dar efecto de Manera Pro Forma a dicha venta, dicha Subsidiaria del Prestatario continúe siendo una Subsidiaria Principal del Prestatario;*
- (e) la venta de Derechos de Capital por parte del Vehículo de Adquisición para fines de consumir una Transacción Permitida al Vehículo de Adquisición*
- (f) la Enajenación a Transelca S.A. E.S.P. de los Derechos de Capital del Prestatario en Consorcio Transmantaro; y*
- (g) otras Enajenaciones por una contraprestación que no exceda, individualmente o en conjunto, U.S.\$10.000.000 (o su equivalente en otras monedas) durante cualquier año fiscal del Prestatario”.*

Crédito subordinado por U.S.\$ 148 millones (inicialmente celebrado hasta por U.S.\$182 millones).

Nuestro contrato de crédito subordinado por U.S.\$148 millones (inicialmente hasta por U.S.\$182 millones), celebrado el 29 de diciembre de 2006 con ABN Amro Bank y JP Morgan Chase Bank N.A., contiene ciertos compromisos que incluyen limitaciones al cambio de control, nuevo endeudamiento

que no sea el requerido para pagar dicho crédito, y venta de activos nuestros o de nuestras subordinadas. Los prestamistas bajo este contrato han acordado estar subordinados al crédito sindicado por U.S.\$ 550 millones de fecha julio 17 de 2006. La restricción a la venta de activos fue acordada en los mismos términos que la establecida en el crédito sindicado por U.S.\$550 millones.

K. PRINCIPALES INVERSIONES EN CURSO DE REALIZACIÓN.

Teniendo en cuenta las diferentes oportunidades de inversión en la región ponderadas por unas probabilidades de éxito en la adjudicación de las mismas, anticipamos efectuar, directamente y a través de nuestras subordinadas, gastos de capital hasta por U.S.\$ 3.090 millones durante el periodo de 2007 a 2011.. Nuestra capacidad para hacer inversiones planeadas durante este periodo, dependerá de que las convocatorias públicas que estamos suponiendo en la proyección nos sean efectivamente adjudicadas y de, nuestra capacidad para obtener la financiación requerida.

Las inversiones realizadas directamente por ISA matriz pueden agruparse de la siguiente forma:

-Red de Transmisión. El plan de expansión de nuestra red de transmisión para el periodo 2007 a 2011 contempla la inversión que se realizó en enero del 2007 en ISA Capital do Brasil y las inversiones en refuerzos y convocatorias de nuestra red de transmisión de electricidad en Colombia y Centro América. Consideramos que durante este periodo la inversión total en la red de transmisión por parte de la matriz, incluido el mantenimiento y los costos de reposición de equipo, será hasta de U.S.\$ 458 millones. La ejecución de este monto dependerá de nuestra capacidad para obtener la financiación requerida y que las convocatorias que estamos suponiendo en la proyección nos sean efectivamente adjudicadas.

-Telecomunicaciones. Esperamos una inversión total por parte de la matriz de hasta U.S.\$5 millones en nuestro negocio de telecomunicaciones en el periodo 2007 a 2011.

-Otras inversiones. Esperamos una inversión total por parte de la matriz de hasta U.S.\$52 millones entre los años 2007 a 2011, principalmente para desarrollar el Plan de Optimización de Activos (POA). Este plan contiene las necesidades de inversión en el corto plazo para garantizar la prestación óptima del servicio, cumpliendo con los índices de calidad exigidos, minimizando los costos de mantenimiento y operación de la red, y preservando la seguridad del personal, agregando con ello valor a la empresa. Estas inversiones serán cubiertas con el flujo de caja de la compañía.

L. COMPROMISOS EN FIRME PARA LA ADQUISICIÓN DE INVERSIONES FUTURAS.

No hemos adquirido ningún compromiso en firme para la adquisición de inversiones futuras.

M. DESCRIPCIÓN DE LOS ACTIVOS FIJOS.

Nuestros activos fijos a diciembre 31 de 2006 son los siguientes (cifras no consolidadas en millones de pesos):

	2006	2005
Inversiones permanentes	1,354,130	721,456
Deudores a largo plazo	44,134	56,326

Inventarios	56,287	30,117
Propiedades, planta y equipo, neto	2,475,152	2,138,565
Diferidos y otros activos	409,882	143,510
Valorizaciones	1,299,003	1,133,961
Total activo no corriente	5,638,588	4,223,935

Dentro de los activos fijos destacamos la cuenta “Propiedades, planta y equipo, neto”, la que a diciembre 31 de 2006 reportaba las siguientes cifras (cifras no consolidadas en millones de pesos):

	2006	2005
Propiedades, planta y equipo		
Redes, líneas y cables	1,778,507	1,683,632
Plantas y ductos	1,237,171	1,153,046
Edificaciones	64,948	65,451
Maquinaria y equipo	27,705	29,054
Equipo de comunicación y computación	20,564	25,553
Equipo de transporte, tracción y elevación	1,838	1,385
Muebles, enseres y equipo de oficina	12,632	11,727
Terrenos	20,905	19,924
Subtotal propiedades, planta y equipo	3,164,270	2,989,772
Menos depreciación acumulada	1,075,286	1,001,631
Menos provisiones	9,191	1,340
Total propiedades, planta y equipo en operación	2,079,793	1,986,801
Construcciones en curso	377,885	144,003
Maquinaria, planta y equipo en montaje	17,474	7,761
Total propiedades, planta y equipo - Neto	2,475,152	2,138,565

Dentro de los activos fijos de nuestra compañía, por su importancia para el desarrollo de nuestras actividades de transmisión de electricidad destacamos nuestra red de transmisión, nuestras subestaciones y transformadores. En Colombia, participamos en el sector de transmisión de electricidad directamente y a través de nuestra subsidiaria Transelca, una de las compañías de transmisión de electricidad más grandes del país en total de activos e ingresos.

Directamente y a través de nuestras subsidiarias operamos el 82.3% de las redes de transmisión de electricidad que comprenden el STN (incluyendo los proyectos UPME 01 y 02 de 2003). A septiembre 30 de 2007, el 42.56% de nuestros activos consolidados están localizados en Colombia. Para consultar información relativa a nuestro grupo y a los activos fijos importantes en los demás países en los que operamos, sugerimos ver nuestros estados financieros consolidados y sus notas, y el “Capítulo 3 – Aspectos relacionados con nuestra actividad de producción e ingresos operacionales – B. Nuestras principales actividades productivas y de ventas”.

A continuación presentamos una descripción de nuestros principales activos fijos en Colombia:

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 82.3% de las líneas de transmisión de electricidad del STN de 220 kV o más (incluyendo los proyectos UPME 01 y 02 de 2003). A septiembre 30, 2007, 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 2006, excluyendo no disponibilidad como consecuencia de ataques terroristas, fue de 99.95%. Nuestra red de transmisión se administra a través de cuatro centros de transmisión de electricidad, ubicados en las regiones noroccidental, central, oriental y suroriental del país.

Hemos invertido aproximadamente US\$314.05 millones en el período de cinco años con cierre a diciembre 31 de 2006 para expandir nuestra red de transmisión de electricidad y esperamos gastar US\$115 millones adicionales para el 2009. También planeamos aumentar la compensación inductiva y capacitativa con el fin de mejorar la calidad de nuestros servicios de transmisión de electricidad. Ver "Capítulo V- Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de la operación y la situación financiera del emisor".

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. Adicionalmente, las subestaciones contienen equipos de conmutación (*switching*), protección y control. En una subestación grande se utilizan interruptores de circuito para interrumpir cualquier corto circuito o corrientes con sobrecarga que puedan afectar la red.

Actualmente poseemos y operamos 53 subestaciones ubicadas en Colombia.

El siguiente cuadro indica la información sobre subestaciones y transformadores nuestros, de Transelca y de ambos y su capacidad de transformación a septiembre 30 de 2007:

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	37	70%	3,980	31%	807	19%
<115	5	9%	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	29%	2,524	90%	80	100%
<115	29	71%	293	10%		0%
Total	41	100%	2,817	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	12%	8,593	55%	2,502	59%
230	49	52%	6,504	42%	887	21%
<115	34	36%	391	2%	868	20%
TOTAL	94	100%	15,488	100%	4,257	100%

Fuente: ISA

N. PATENTES, MARCAS Y OTROS DERECHOS DE PROPIEDAD DEL EMISOR QUE ESTÁN SIENDO USADAS BAJO CONVENIOS CON TERCERAS PERSONAS, SEÑALANDO REGALÍAS GANADAS Y PAGADAS.

A la fecha ningún derecho de propiedad intelectual está siendo usado bajo convenios con terceras personas.

O. INFORMACIÓN SOBRE CUALQUIER PROTECCIÓN GUBERNAMENTAL E INVERSIÓN DE FOMENTO QUE AFECTE AL EMISOR.

No existe protección gubernamental o inversión de fomento alguna que afecte a nuestra empresa.

P. OPERACIONES CON VINCULADOS, CELEBRADAS DURANTE EL AÑO INMEDIATAMENTE ANTERIOR.

1. Información general.

En el curso ordinario de nuestros negocios participamos en transacciones con nuestras subordinadas y nuestros principales accionistas. Estas transacciones se celebran en términos y condiciones similares a aquellos que acordamos con partes no relacionadas.

Actualmente recibimos ingresos por (i) servicios administrativos prestados a Transelca, Flycom e Internexa; (ii) por servicios de información tecnológica prestados a Transelca, ISA Bolivia y REP; (iii) por servicios de consultoría relacionados con la operación y mantenimiento de los activos necesarios para la transmisión de energía, los cuales se prestan a REP, ISA Bolivia e ISA Perú; (iv) por poner a disposición de Internexa nuestras instalaciones de fibra óptica y (v) por servicios de gerenciamiento de proyectos. El monto agregado de ingresos recibidos por estas operaciones a diciembre 31 en los años 2004, 2005 y 2006, fue de Col\$11,995 millones, Col\$19,602 millones, y Col\$24,757 millones, respectivamente. Adicionalmente recibimos ingresos por concepto de servicios de conexión prestados a ECOPETROL, y por servicios de transmisión de energía prestados a ECOPETROL y EPM. El monto agregado de ingresos recibidos por estas operaciones a diciembre 31 en los años 2004, 2005 y 2006, fue de Col\$91,138 millones, Col\$87,204 millones, y Col\$92,600 millones, respectivamente.

Por otra parte, en el año 2006 recibimos pagos por intereses de ISA Capital por la suma de Col\$30.31 miles de millones, en virtud de un crédito que fue repagado en enero de 2007.

De igual forma, en el año 2006 celebramos algunos contratos de crédito con nuestras subordinadas, dentro de los cuales destacamos dos contratos suscritos con Transelca en el mes de diciembre por una suma agregada aproximada de Col\$85.18 miles de millones, y el contrato de crédito con ISA Capital, de conformidad con el cual ISA Capital nos prestó la suma de U.S.\$23.8 millones.

En diciembre 22 de 2006, celebramos dos contratos administrativos con el Gobierno Colombiano, representado por el Ministerio de Minas y Energía, para la administración del “Fondo de Apoyo a la Energización de Zonas Rurales” y el “Fondo de Apoyo a las Zonas NO Interconectadas”. El monto agregado de los ingresos que percibiremos por concepto de estos contratos asciende a Col\$17,239 millones, por cada año de ejecución.

El 23 de julio de 2007, nosotros, Control y Montajes Industriales CYMI, S.A., CTEEP, nuestra subordinada Inteligacao Elétrica de Minas Gerais S.A., o IEMG, y CYMI Holding S.A. celebramos un contrato de *joint venture* de conformidad con el cual nosotros y CTEEP acordamos llevar a cabo, en conjunto con CYMI, S.A., y CYMI Holding S.A., la construcción y operación de la línea de transmisión Neves 1 – Mesquita otorgada por ANEEL a IEMG en noviembre de 2006 a través de un contrato de concesión a 30 años celebrado el 20 de abril de 2007, y para transferir el control de IEMG a CTEEP y CYMI Holdings S.A. La transferencia del control de IEMG por nuestra parte está sujeta a la autorización previa de ANEEL.

Nuestros estatutos y prácticas corporativas establecen que las transacciones con partes relacionadas deben celebrarse a precios de mercado, respetando las disposiciones sobre precios de transferencia en caso de transacciones internacionales, lo que evita que nuestras utilidades puedan resultar afectadas.

2. Principales transacciones con vinculados económicos.

Los principales saldos y transacciones con vinculados económicos (a 31 de diciembre) fueron los siguientes (cifras en millones de pesos):

Saldos del balance:

	2006	2005
Inversiones patrimoniales		
TRANSELCA S.A. E.S.P.	531,680	413,578
ISA Capital Do Brasil	430,467	-
REP S.A.	106,646	100,996
INTERNEXA S.A. E.S.P.	99,496	98,613
TransMantaro S.A.	63,867	-
FLYCOM Comunicaciones S.A. E.S.P.	32,849	5,550
ISA Perú S.A.	15,945	18,493
ISA Bolivia S.A.	23,698	27,201
XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	16,083	14,818
Deudores		
TRANSELCA S.A. E.S.P.	51	34
INTERNEXA S.A. E.S.P.	1,480	1,116
FLYCOM Comunicaciones S.A. E.S.P.	2,813	34,825
ISA Perú S.A.	438	495

REP S.A.	2,110	7,614
ISA Bolivia S.A.	796	4,391
XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	401	2,756
Cuentas por pagar		
TRANSELCA S.A. E.S.P.	151,516	139,221
ISA Capital Do Brasil	57,73	-
FLYCOM Comunicaciones S.A. E.S.P.	341	356
INTERNEXA S.A. E.S.P.	4,227	-
ISA Perú S.A.	-	9
REP S.A.	113	60
XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	358	293
Transacciones patrimoniales		
Dividendos recibidos		
TRANSELCA S.A. E.S.P.	21,807	5,594
REP S.A.	-	15,642
INTERNEXA S.A. E.S.P.	8,123	-
ISA Perú S.A.	4,021	94

Transacciones relacionadas con resultados:

	2006	2005
Ingresos		
TRANSELCA S.A. E.S.P.	498	827
INTERNEXA S.A. E.S.P.	11,644	7,016
FLYCOM Comunicaciones S.A. E.S.P.	4,105	3,626
ISA Perú S.A.	2,224	2,851
ISA Bolivia S.A.	636	1,435
REP S.A.	3,490	3,263
XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	2160	584
ISA Capital Do Brasil	30,313	-
Gastos		
TRANSELCA S.A. E.S.P.	9,064	7,264
INTERNEXA S.A. E.S.P.	184	8
FLYCOM Comunicaciones S.A. E.S.P.	3,692	5,740
XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	279	2
ISA Perú S.A.	325	13
REP S.A.	2,553	1,090
ISA Bolivia S.A.	533	62
ISA Capital Do Brasil	25	-
Administradores		
Honorarios de Junta Directiva	358	285
Salarios y prestaciones a directivos	4,772	4,872
Bonificaciones a directivos	833	438
Auxilios a directivos	356	253
Préstamos por cobrar a directivos	2,736	3,520

Desde enero 1 de 2004 se inició la aplicación de los precios de transferencia introducidos por la Ley 788 de diciembre de 2002. Estos consisten en que las operaciones con vinculados económicos

o partes relacionadas del exterior deben ser considerados a precios que se hubieran utilizado con terceros o partes independientes.

Cuentas por pagar a vinculados económicos:

A 31 de diciembre de 2006, dentro de las “cuentas por pagar” a vinculados económicos se destacan Col\$198,609 millones (2005: Col\$132,405 millones) correspondientes a préstamos recibidos de TRANSELCA S.A. E.S.P. e ISA Capital Do Brasil, con las siguientes condiciones:

Filial	Fecha vencimiento	Tipo de interés	Saldo capital	Saldo intereses
Créditos otorgados por filiales locales				
TRANSELCA S.A. E.S.P.	30-Dic-08	D TF + 1.5%	28,500	4,317
TRANSELCA S.A. E.S.P.	26-Dic-09	Tasa fija (7.71%)	31,908	1,286
TRANSELCA S.A. E.S.P.	07-Dic-12	Tasa fija DTF E.A. de diciembre 31 del año anterior	72,642	284
TRANSELCA S.A. E.S.P.	07-Dic-12	Tasa fija DTF E.A. de diciembre 31 del año anterior	12,537	8
Total créditos con filiales locales			145, 587	5,895

Filial	Fecha vencimiento	Tipo de interés	Saldo capital	Saldo intereses
Créditos otorgados por filiales del exterior				
ISA Capital Do Brasil	28-Dic-14	Libor 6M + 3%	53,022	25
Total créditos con filiales extranjeras			53,022	25
Total créditos con filiales			198,609	5,920

Q. CRÉDITOS O CONTINGENCIAS QUE REPRESENTEN EL CINCO POR CIENTO (5%) O MÁS DEL PASIVO TOTAL DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DEL ÚLTIMO EJERCICIO.

Dentro de los créditos que representan el cinco por ciento (5%) o más del pasivo total de nuestros estados financieros consolidados del último ejercicio fiscal se encuentran los siguientes con su respectivo detalle al 31 de diciembre de 2006:

Empresa	Línea de crédito	Moneda	Tasa de interés %	2006 (millones de pesos)	Fecha último pago
ISA	ABM_Amro/JP Morgan	U.S.\$	Libor 6M + Spread	447,757	18-Jul-2009
ISA Capital do Brasil (*)	ABN_Amro/JP Morgan	U.S.\$	Mes 1-2 Libor + 3% Mes 4-6 Libor +4,5%	730,293	28-Jun-2007

(*) En enero 29 de 2007 y con la emisión de bonos internacionales por un total de U.S.554millones, ISA Capital prepagó a ABN_Amro y JP Morgan U.S. 326,2 millones correspondientes a este crédito (Tasa de cambio Col\$2,238.79)

De igual manera informamos que a diciembre 31 de 2006 no hay eventos que individualmente signifiquen una contingencia que supere el 5% del pasivo total de nuestros estados financieros consolidados.

R. OBLIGACIONES FINANCIERAS DE LA ENTIDAD EMISORA AL CORTE DEL TRIMESTRE CALENDARIO INMEDIATAMENTE ANTERIOR.

El resumen de las características de nuestras obligaciones financieras con corte a 30 de septiembre de 2007 se presentan en el siguiente cuadro:

Líneas de crédito (Millones Col\$)	Moneda	Tasa de interés	30-septiembre 2007	Fecha último pago
Obligaciones financieras nacionales				
Davivienda	Col\$	DTF + 1.50%	22,000	27-Sep-08
BBVA	Col\$	DTF + 0.90%	96,638	10-Oct-10
BBVA	Col\$	DTF + 1.50%	100,000	27-Sep-08
Bancolombia	Col\$	DTF + 2.60%	70,000	29-Nov-10
Citibank Colombia	Col\$	DTF + 3.05%	19,000	13-Ago-08
ABN_Amro Colombia	Col\$	DTF + 3.30%	13,000	24-Ago-08
Total obligaciones financieras nacionales			320,638	
Obligaciones financieras del exterior				
Medio Crédito Centrale	Euro	Tasa Fija 1.75%	10,472	19-Jun-10
BIRF-3954-CO	U.S.\$	Tasa Fija Tramos (6.32%)	4,886	15-Feb-11
BIRF-3955-CO	U.S.\$	Libor 6 M + Spread	151,699	15-Oct-12
BNP Paribas	U.S.\$	Libor 6 M + 0.345%	76,705	20-Abr-17
ABN_Amro Y JP Morgan	U.S.\$	Libor 6 M + Spread	404,638	18-Jul-09
ABN_Amro Y JP Morgan	U.S.\$	Libor 6 M + Spread	299,432	29-Ago-07
Total obligaciones financieras del exterior			947,832	
Operaciones de cobertura			89	
Total obligaciones financieras			1,268,559	

Las tasas que se utilizaron para la conversión de los valores a pesos colombianos de las obligaciones pactadas en moneda extranjera, son las siguientes:

- TRM 30/09/2007: Col\$ 2,023.19

- Euro 30/09/2007: U.S.\$ 1.4223

S. PROCESOS RELEVANTES CONTRA LA SOCIEDAD EMISORA.

ISA actualmente es parte procesal, como demandada, demandante o tercero interviniente, en proceso judiciales de naturaleza administrativa, civil y laboral. Asimismo, en su propio nombre, promovió las acciones judiciales necesarias para el desarrollo de su objeto social y la defensa de sus intereses.

A continuación se presenta la información relativa a los procesos judiciales más relevantes que se adelantan actualmente en contra de nuestra compañía:

a) En el proceso radicado 064, Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, el demandante Flores III Ltda y Cía S.C.A. E.S.P, demanda a La Nación – Ministerio de Minas y Energía, CREG, ISA y Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. Pretensiones: Se declare la nulidad de la Resolución 031 del 22 de julio de 1999 de la CREG, mediante la cual aceptó el recurso de apelación presentado por Electricaribe S.A., exonerando a esta empresa de la obligación de pagar las sumas que facturó ISA por concepto de la restricción producida por el autotransformador 220 -110 kV, y del acto administrativo presunto resultante del silencio administrativo respecto de la solicitud de revocatoria directa de la anterior Resolución, y se condene la cuantía por Col\$2,343 millones. El proceso tuvo sentencia en primera instancia en la cual condenaron a ISA al pago de las pretensiones. Actualmente se encuentra a despacho para sentencia en el Consejo de Estado desde el 2003, pendiente de resolver el recurso presentado.

b) Termocandelaria adelanta ante el Tribunal Administrativo de Antioquia demandas administrativas de Nulidad y Restablecimiento del Derecho contra ISA, la Nación, Ministerio de Minas y la CREG, por valor de Col\$20,794 millones por concepto de aplicación de las Resoluciones CREG 034, 038 y 094 de 2001.

El Tribunal Administrativo de Antioquia declaró (a) la nulidad de todo lo actuado a partir del auto admisorio de la demanda, (b) la falta de jurisdicción para conocer el proceso, y (c) señaló como competente para conocer del asunto a los Juzgados Civiles del Circuito de Medellín. Esta decisión fue apelada y los procesos fueron remitidos al Consejo de Estado para decisión.

En 5 de éstos procesos el Consejo de Estado revocó el auto proferido por el Tribunal Administrativo de Antioquia en lo relativo a la declaración de nulidad de todo lo actuado y en cuanto señaló como competente para conocer del asunto a los Juzgados Civiles de Circuito de Medellín. Los procesos fueron devueltos al Tribunal de origen.

c) Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P adelanta ante el Tribunal Administrativa de Antioquia demandas administrativas de Nulidad y Restablecimiento del Derecho contra ISA, la Nación, Ministerio de Minas y la CREG, por valor de Col\$54,598 millones y U.S. 15,373,890 por cargos por capacidad, aplicación de Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000.

El Tribunal Administrativo de Antioquia declaró (a) la nulidad de todo lo actuado a partir del auto admisorio de la demanda, (b) la falta de jurisdicción para conocer el proceso, y (c) señaló como

competente para conocer del asunto a los Juzgados Civiles del Circuito de Medellín. Esta decisión fue apelada y los procesos fueron remitidos al Consejo de Estado para decisión.

En 6 de éstos procesos el Consejo de Estado revocó el auto proferido por el Tribunal Administrativo de Antioquia en lo relativo a la declaración de nulidad de todo lo actuado y en cuanto señaló como competente para conocer del asunto a los Juzgados Civiles de Circuito de Medellín. Los procesos fueron devueltos al Tribunal de origen.

d) Emgesa S.A. E.S.P. adelanta ante el Tribunal Administrativo de Antioquia demandas administrativas de Nulidad y Restablecimiento del Derecho contra ISA, La Nación, Ministerio de Minas y la CREG, por valor de Col\$193,662 millones y U.S.\$ 82.4 millones, aplicación Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000.

El Tribunal Administrativo de Antioquia declaró (a) la nulidad de todo lo actuado a partir del auto admisorio de la demanda, (b) la falta de jurisdicción para conocer el proceso, y (c) señaló como competente para conocer del asunto a los Juzgados Civiles del Circuito de Medellín. Esta decisión fue apelada y los procesos fueron remitidos al Consejo de Estado para decisión.

En 1 de éstos procesos el Consejo de Estado revocó el auto proferido por el Tribunal Administrativo de Antioquia en lo relativo a la declaración de nulidad de todo lo actuado y en cuanto señaló como competente para conocer del asunto a los Juzgados Civiles de Circuito de Medellín. El proceso fue devuelto al Tribunal de origen.

e) Chivor S.A. E.S.P. adelanta ante el Tribunal Administrativo de Antioquia, demandas administrativas de Nulidad y Restablecimiento del Derecho contra ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía y la CREG, por valor de Col\$89,008 millones y U.S.\$32.5 millones, por cargos por capacidad, aplicación Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000.

El Tribunal Administrativo de Antioquia declaró (a) la nulidad de todo lo actuado a partir del auto admisorio de la demanda, (b) la falta de jurisdicción para conocer el proceso, y (c) señaló como competente para conocer del asunto a los Juzgados Civiles del Circuito de Medellín. Esta decisión fue apelada y los procesos fueron remitidos al Consejo de Estado a despacho para decisión.

En 2 de estos procesos el Consejo de Estado revocó el auto proferido por el Tribunal Administrativo de Antioquia en lo relativo a la declaración de nulidad de todo lo actuado y en cuanto señaló como competente para conocer del asunto a los Juzgados Civiles de Circuito de Medellín. Los procesos fueron devueltos al Tribunal de origen.

f) Proeléctrica & Cía S.C.A. E.S.P. adelanta ante el Tribunal Administrativo de Antioquia demandas administrativas de Nulidad y Restablecimiento del Derecho contra ISA, la Nación, Ministerio de Minas y Energía y la CREG, por valor de Col\$9,207 millones por aplicación de las Resoluciones CREG 034 y 038 de 2001.

El Tribunal Administrativo de Antioquia declaró (a) la nulidad de todo lo actuado a partir del auto admisorio de la demanda, (b) la falta de jurisdicción para conocer el proceso, y (c) señaló como competente para conocer del asunto a los Juzgados Civiles del Circuito de Medellín. Esta decisión fue apelada y los procesos fueron remitidos al Consejo de Estado para decisión.

En 1 de éstos procesos el Consejo de Estado revocó el auto proferido por el Tribunal Administrativo de Antioquia en lo relativo a la declaración de nulidad de todo lo actuado y en cuanto señaló como competente para conocer del asunto a los Juzgados Civiles de Circuito de Medellín. El proceso fue devuelto al Tribunal de origen.

g) Termotasajero S.A. E.S.P. adelanta ante el Tribunal Administrativo de Antioquia demandas administrativas de Nulidad y Restablecimiento del Derecho contra ISA, la Nación, Ministerio de

Minas y Energía y la CREG, por valor de Col\$128,848 millones por aplicación de las Resoluciones 034 y 038 de 2001 de la CREG.

El Tribunal Administrativo de Antioquia declaró (a) la nulidad de todo lo actuado a partir del auto admisorio de la demanda, (b) la falta de jurisdicción para conocer el proceso, y (c) señaló como competente para conocer del asunto a los Juzgados Civiles del Circuito de Medellín. Esta decisión fue apelada y los procesos fueron remitidos al Consejo de Estado para decisión. En 1 de éstos procesos el Consejo de Estado revocó el auto proferido por el Tribunal Administrativo de Antioquia en lo relativo a la declaración de nulidad de todo lo actuado y en cuanto señaló como competente para conocer del asunto a los Juzgados Civiles de Circuito de Medellín. El proceso fue devuelto al Tribunal de origen.

Las demandas en nuestra contra por aplicación como Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC de las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000, cargos por capacidad, corresponde a un cambio de metodología de la CREG para su cálculo, lo cual, según las empresas demandantes les causó perjuicio. Igual sucede con lo referente a las Resoluciones 034 y 038 de 2001; los agentes consideran que estas disposiciones disminuyen considerablemente sus ingresos. En la condición antes mencionada y como mandatario de terceros actúa ISA en dichas transacciones, por lo que en principio, no se vería afectado su propio patrimonio con el resultado de dichos procesos. Conforme al análisis legal y técnico, ISA posee argumentos suficientes para considerar que será exonerada de responsabilidad en dichos procesos pues como Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales debía aplicar la normatividad CREG, función de la cual no podía exonerarse. Las facturas emitidas y las resoluciones expedidas por ISA para resolver los recursos de reposición interpuestos por los agentes, cumplen estrictamente las resoluciones arriba mencionadas; por lo tanto, ellas no podrán ser la causa de los presuntos perjuicios alegados por las empresas demandantes. Eventualmente, ante resultados negativos, se podría exigir por ISA una compensación o cruce de cuentas entre los agentes del mercado intervinientes en dichas transacciones, lo que mantendría sin menoscabo el patrimonio de la Empresa.

h) Gómez Cajiao y Asociados, acción contractual, solicitando la nulidad del acto de adjudicación y del concurso público C002, la nulidad del contrato BL98 y que se le restablezca el derecho como proponente, por una cuantía de Col\$2,000 millones.

El Tribunal ordenó vincular al proceso como terceros interesados, y en consecuencia notificarles el auto admisorio de la demanda, a las empresas: CI LTDA, y SEDIC S.A. Antes de esta decisión el proceso se encontraba en etapa probatoria.

i) Empresas Públicas de Medellín contra ISA, acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, siendo igualmente demandados la Nación- Ministerio de Minas y Energía y la CREG, por registro de fronteras comerciales, y se solicita se condene por una cuantía de Col\$947 millones. El proceso esta en período probatorio.

j) Claudia Andrea Córdoba y Fabiana Zanín Córdoba, demanda de responsabilidad civil extracontractual por muerte de un familiar en ejecución de un contrato, por una cuantía de Col\$4,000 millones. El proceso esta suspendido para notificar a la empresa HARBER P INTERNATIONAL BLISHMENT SDN BHD como denunciado del pleito.

Existen otras demandas laborales, civiles y administrativas, relacionadas con el curso normal de sus operaciones, pendientes de resolver al 31 de diciembre de 2006 por aproximadamente Col\$1,100 millones. Aunque no podemos prever cuál será la decisión final en estos procesos, la administración de nuestra compañía y nuestros asesores legales internos, basados en la información disponible hasta este momento y una vez consultados nuestros asesores legales externos, consideran que la posibilidad de pérdida como resultado de dichas demandas es remota, y que decisiones contrarias a nosotros en estos procesos, individualmente considerados o en

conjunto, no es probable que tengan un efecto material adverso sobre nuestra posición financiera, flujos de caja o resultados de las operaciones. Al 30 de septiembre de 2007 hemos establecido una reserva por un monto de aproximado de Col\$602,261 millones para cubrir pérdidas potenciales relacionadas con estas demandas.

T. VALORES INSCRITOS EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES Y EMISORES.

En el siguiente cuadro se muestran los valores que a la fecha tenemos inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores (RNVE):

Nombre del Título	Código Supervalores	No. Emisión	Inscripción RNVE. Resolución - Fecha	Inscripción B.V.C. Fecha	Monto Autorizado	Monedas	Última Calificación
Acciones Ordinarias	COAISAO00008	UNICA	615 28/08/2002	13/11/2002	N/A	N/A	N/A
Bonos de Deuda Pública Interna	COVISAP000002	200107	403 12/07/2001	13/07/2001	130,000,000,000	Col\$	AAA
Bonos de Deuda Pública Interna	COVISAP000002	199904	285 09/04/1999	12/04/1999	180,000,000,000	Col\$	AAA
Bonos de Deuda Pública Interna	COVISAP000010	200402	205 18/02/2004	18/02/2004	850,000,000,000	Col\$	AAA

U. TÍTULOS DE DEUDA EN CURSO QUE SE HAYAN OFRECIDO PÚBLICAMENTE Y SE ENCUENTREN SIN REDIMIR.

1. Ofertas locales.

Las características de los bonos en circulación y los saldos al 30 de septiembre, así como su plazo, tasa de interés y fecha de vencimiento, se presentan a continuación (cifras en millones de pesos):

Emisión	Serie	Plazo	Tasa Interés %	2007 - III	2006	2005	Fecha Vencimiento
Primera		7	D TF + 3.4				19-Ene-06
	B			-	-	35,000	
Segunda		7	D TF + 2.4				13-Abr-06
	A			-	-	72,250	
Segunda		7	IPC + 10.0				13-Abr-06
	B			-	-	29,312	
Segunda		10	DTF + 2.5				13-Abr-09
	C			59,700	59,700	59,700	
Segunda		10	IPC + 10				13-Abr-09
	D			38,587	30,879	30,879	
Tercera		10	IPC + 8.1				16-Jul-11
	A			130,000	130,000	130,000	
Programa Tramo 1		7	IPC + 7.0				20-Feb-11
				100,000	100,000	100,000	
Programa Tramo 2		12	IPC + 7.3				20-Feb-16
				150,000	150,000	150,000	
Programa Tramo 3		15	IPC + 7.19				07-Dic-19
				108,865	108,865	108,865	
Programa Tramo 4		20	IPC + 4.58				07-Abr-26

Programa Tramo 5	7	IPC + 4.84	118,500	118,500	-	21-Sep-13
			110,000	110,000	-	
Intereses capitalizados			2,230	7,708	12,055	
Total bonos en circulación			817,882	815,652	728,061	
Total bonos en circulación a largo plazo			817,882	815,652	585,627	
Total bonos en circulación a corto plazo			-	-	142,434	

Los bonos causaron intereses durante el año 2006 por Col\$81,378 (2005: Col\$88,218) millones, los cuales fueron registrados como gasto financiero.

El siguiente es el detalle de los vencimientos por años de los bonos en circulación a 31 de diciembre de 2006 (cifras en millones de pesos):

Años	Capital	Intereses	Total
2009	90,579	7,708	98,287
2011 en adelante	717,365	-	717,365
	807,944	7,708	815,652

Otras características de cada una de las emisiones de bonos de nuestra compañía efectuadas con anterioridad al 31 de diciembre de 2006, son las siguientes:

Primera Emisión de Bonos

En 1998 lanzamos al mercado nuestra primera emisión de bonos, por un monto de Col\$130,000 millones, autorizada mediante resoluciones números 2400 y 2401 del 14 de octubre de 1998 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, con concepto favorable del Departamento Nacional de Planeación número UIP DCEI 05-20-98 del 3 de septiembre, y autorización de la Superintendencia de Valores mediante resolución número 690 del 14 de octubre de 1998, con una calificación AAA (Triple A) de Duff & Phels de Colombia S.A. Inscribimos dichos bonos en las bolsas de Bogotá, Medellín y Occidente. A la fecha dicha emisión se encuentra totalmente saldada.

Segunda Emisión de Bonos

En 1999 lanzamos nuestra segunda emisión de bonos por un monto de Col\$180,000 millones, series A, B, C y D, autorizada mediante resolución número 0817 del 8 de abril de 1999 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, concepto favorable del Departamento Nacional de Planeación número UIP DCEI 05-004-99 del 26 de marzo de 1999, y autorizada mediante resolución número 0285 del 9 de abril de 1999 de la Superintendencia de Valores, con una calificación AAA (Triple A) otorgada por Duff & Phelps de Colombia S.A. Los títulos se inscribieron en las bolsas de valores de Bogotá, Medellín y Occidente.

Al cierre de 2006 el saldo era de Col\$98,287 millones; se vencieron y se pagaron las series A y B por un monto de Col\$107,432 millones. El saldo se incrementa debido a la capitalización de las series emitidas a IPC.

Tercera Emisión de Bonos

En el año 2001 lanzamos al mercado nuestra tercera emisión de bonos de deuda pública interna por valor de Col\$130,000 millones, con autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público mediante resolución número 370 del 10 de julio de 2001, concepto favorable del Departamento Nacional de Planeación número DIFP-SC-02-00004-2001 del 21 de mayo de 2001. La inscripción anticipada en el Registro Nacional de Valores e Intermediarios y la oferta pública fueron autorizadas por la Superintendencia de Valores mediante resolución número 0403 del 12 de julio de 2001. Los títulos fueron calificados por Duff & Phelps de Colombia S.A. con calificación AAA (Triple A).

Programa de Emisión de Bonos

Nuestro programa de emisión de bonos fue autorizado por la Junta Directiva en reunión del 25 de julio de 2003, por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público mediante resolución número 343 de febrero 11 de 2004, la cual fue posteriormente modificada y adicionada por la resolución número 427 de febrero 17 de 2004, y cuenta con el concepto favorable del Departamento Nacional de Planeación, número SC-04-063-2003 del 4 de diciembre de 2003, y autorización de la Superintendencia de Valores, mediante resolución número 205 de febrero 18 de 2004. El cupo global del programa de bonos fue ampliado a de Col\$450,000 millones a Col\$850,000 millones mediante autorización de la Junta Directiva en reunión del 29 de marzo de 2005, como consta en el Acta No.621, en la cual se autorizó ampliar el Programa en Col\$400,000 millones.

El valor total emitido al cierre del año 2006, correspondiente a los cinco tramos emitidos y que se presentan en la siguiente tabla, asciende a Col\$587,365 millones.

20 de febrero de 2004	Col\$100,000 millones
20 de febrero de 2004	Col\$150,000 millones
07 de diciembre de 2004	Col\$108,865 millones
07 de abril de 2006	Col\$118,500 millones
21 de septiembre de 2006	Col\$110,000 millones

Este programa es totalmente desmaterializado. La custodia y administración de la emisión es realizada por el Depósito Centralizado de Valores de Colombia DECEVAL S.A. y el representante legal de los tenedores es Fiduvale S.A. La destinación de este programa es 50% a operaciones de manejo de deuda y el 50% restante a la financiación de flujo de caja y realización de inversiones. Nuestro programa de emisión y colocación de bonos de ISA cuenta con la calificación AAA, perspectiva negativa, de Duff & Phelps de Colombia S.A, según lo acordado en reunión del 7 de julio de 2006, lo que significa emisiones con la más alta calidad crediticia y con factores de riesgo prácticamente inexistentes.

A continuación presentamos información detallada de cada uno de los tramos emitidos:

- Febrero 2004

El 20 febrero de 2004, colocamos entre los inversionistas bonos de deuda pública interna por Col\$ 250,000 millones. La colocación se efectuó bajo el esquema de subasta holandesa en la Bolsa de Valores de Colombia y tuvo como agentes colocadores a Corfivale S.A., Helm Securities S.A. y BBVA Valores Ganadero S.A. La colocación se realizó en dos tramos: El primero de ellos, por valor de Col\$100,000 millones a un plazo de 7 años y tasa cupón del IPC + 7%, el segundo tramo, por valor de Col\$150,000 millones a un plazo de 12 años y tasa cupón del IPC + 7.3%.

- Diciembre de 2004

El 7 de diciembre de 2004, colocamos el tercer tramo del programa de emisión de bonos por un monto de Col\$108,865 millones, a un plazo de 15 años, a través de una subasta realizada en la Bolsa de Valores de Colombia. Por primera vez un emisor público colocó un título de un plazo de 15 años con opción de prepago.

Esta emisión, que tiene fecha de vencimiento el 7 de diciembre de 2019, contempla una opción de prepago que podemos ejercer a partir del octavo año con una prima del 4%, de 3% para el noveno, 2% para el décimo y 1% para los años 11 al 14. La emisión tuvo una tasa de corte del 7.19% y el monto total demandado ascendió a Col\$311,500 millones, lo que significó una sobredemanda del 286%.

La colocación se efectuó bajo el esquema de subasta holandesa en la Bolsa de Valores de Colombia y tuvo como agentes colocadores a Corfivalle S.A. (68.13%), BBVA Valores Ganadero S.A. (23.21%) y Helm Securities S.A. (8.66%).

- Abril de 2006

El 7 de abril de 2006, colocamos en el mercado local el primer lote del tramo 4 del programa de bonos por un monto de Col\$118,500 millones a un plazo de 20 años, a una tasa cupón IPC + 4.58% con modalidad de pago semestre vencido. Esta emisión fue colocada a través de Subasta Holandesa realizada por la Bolsa de Valores de Colombia. Actuaron como agentes colocadores: Correal, Corficolombiana y Helm Securities, alcanzando una demanda total de Col\$302,500 millones.

Estos bonos cuentan con una Opción de Prepago que podrá ser ejercida por nosotros a partir del año diez (10), contados a partir de la fecha de suscripción. El prepago de los bonos se hará mediante el uso de un precio de ejercicio, entendido como precio de ejercicio, el precio que pagaremos por cada bono en caso de que haga uso de la opción de prepago.

- Septiembre de 2006

El 21 de septiembre de 2006, colocamos una emisión de bonos por un monto de Col\$110,000 millones, a un plazo de 7 años, a través de una subasta realizada en la Bolsa de Valores de Colombia. Esta emisión, con vencimiento al 21 de septiembre de 2013, tuvo una tasa de corte del 4.84% sobre IPC y el monto total demandado ascendió a Col\$239,010 millones, lo que significó una sobredemanda de 2.17 veces. La colocación se efectuó bajo el esquema de subasta holandesa en la Bolsa de Valores de Colombia y tuvo como agentes colocadores a Corficolombiana (63.5%) y Correal (36.5%).

2. Oferta de bonos de ISA Capital.

Si bien no se trata de una emisión efectuada directamente por nuestra empresa, ni es la única emisión que han efectuado nuestras subordinadas, dados los compromisos que genera y la importancia para el grupo, consideramos importante incluir información sobre la emisión efectuada por una de nuestras subordinadas.

El 29 de enero de 2007, ISA Capital, una de nuestras subordinadas, hizo dos ofertas simultáneas de bonos senior según la Regla 144A/Reg. S, por un monto total de U.S.\$554 millones, o las Ofertas de Bonos de ISA Capital. Las Ofertas de Bonos de ISA Capital consisten en la emisión de

bonos por un monto de U.S.\$354 millones con vencimiento en el año 2017 y una tasa facial de 8.80%, y bonos por U.S.\$200 millones con vencimiento en el año 2012 y una tasa facial de 7.875%. El interés sobre dichos bonos se acumula desde el 29 de enero de 2007 y será pagadero el 30 de enero y el 30 de julio de cada año, comenzando el 30 de julio de 2007.

El producido de las Ofertas de Bonos de ISA Capital se utilizó para el pago de algunos créditos provisionales que nosotros e ISA Capital habíamos suscrito para financiar la adquisición de nuestra participación de 37.46% en CTEEP.

Los bonos ofrecidos en las Ofertas de Bonos de ISA Capital se inscribieron en la lista oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, y se negociaron en el mercado Euro MTF de dicha bolsa.

Las Ofertas de Bonos de ISA Capital están aseguradas actualmente por una garantía de primer grado sobre aproximadamente 55,92 millones de Acciones Ordinarias de CTEEP de propiedad de ISA Capital. Los contratos (*indentures*) que rigen las Ofertas de Bonos de ISA Capital contienen estipulaciones que entre otras cosas restringen la participación de ISA Capital en cualquier actividad comercial diferente a la de poseer acciones de capital de CTEEP. Además, dichos documentos contienen (i) limitaciones a la capacidad de ISA Capital y CTEEP para incurrir en endeudamiento adicional, vender activos, hacer pagos restringidos y (ii) causales de incumplimiento habituales en transacciones de estos tipos, incluidas aquellas por cambio de control.

Según los contratos de compra suscritos entre nosotros, ISA Capital y J.P. Morgan Securities Inc., ABN AMRO Bank N.V. y ABN AMRO Incorporated, como compradores iniciales, en relación con las Ofertas de Bonos de ISA Capital, nosotros e ISA Capital hemos acordado indemnizar a los compradores iniciales de los bonos contra reclamaciones de terceros.

V. GARANTÍAS REALES OTORGADAS A FAVOR DE TERCEROS.

La siguiente es la información relacionada con las garantías reales que hemos otorgado a favor de terceros:

- a. Las garantías y avales otorgados por ISA comprenden la entrega a título de prenda del 100% del valor de las acciones actuales y futuras en las subordinadas Red de Energía de Perú –REP-, ISA Perú e ISA Bolivia S. A. a favor de las entidades prestamistas de estas compañías. Estas fueron aprobadas por la Junta Directiva de la Compañía, y requirieron el concepto favorable del Departamento Nacional de Planeación -DNP- y la resolución de autorización por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Para el caso de ISA Perú, el término de vigencia es por la duración de los créditos otorgados por FMO (Nederlandse Financierings Maatschappij Voor Ontwikkelingslanden N.V.) e IFC el 24 de junio de 2002 (la fecha de vencimiento de estos créditos es el 15 de abril de 2014 y el 15 de abril de 2016, respectivamente), el crédito con FMO, cuyo saldo de deuda fue prepagado el 15 de octubre de 2007, la prenda de acciones a favor de dicha entidad ha sido levantada. La misma garantía está constituida en favor del Banco Interamericano de Desarrollo –BID- y la Corporación Andina de Fomento –CAF-, entidades prestamistas de ISA Bolivia bajo los créditos otorgados el 29 de abril de 2005 (la fecha de vencimiento de estos créditos es el 15 de febrero de 2019); y para garantizar diversos créditos bancarios de REP y los bonos en circulación emitidos por esta subordinada.
- b. Adicionalmente se encuentra vigente la contragarantía otorgada por ISA a favor de la Nación el 22 de marzo de 1996, como contraprestación a la garantía otorgada por la Nación para contratar los créditos otorgados por el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento –BIRF-. Esta contragarantía, cuyo propósito es asegurar a la Nación el

reembolso de las sumas que tuviere que llegar a pagar, los gastos y costos que se causen en el evento en que el BIRF haga efectiva su garantía, consiste en la pignoración de los ingresos que le correspondan a ISA por el uso del STN hasta por el 120% del servicio semestral de la deuda que se origine en los contratos de crédito celebrados con el BIRF, incluidos capital, intereses y demás costos financieros que asuma la Nación derivados de la garantía otorgada por ella. Esta contragarantía y las obligaciones derivadas de la misma tienen una duración igual a la garantía otorgada por la Nación a favor del BIRF, y se extiende hasta cuando sean cancelados en su totalidad dichos contratos al BIRF o la Nación, según el caso.

- c. Si bien no se trata de una garantía otorgada directamente por nosotros, por su importancia resaltamos que las Ofertas de Bonos de ISA Capital descritas en la sección anterior (Ver “T. Información sobre títulos de deuda en curso que se hayan ofrecido públicamente y se encuentran sin redimir – Oferta de Bonos de ISA Capital”), están aseguradas actualmente por una garantía de primer grado sobre el total de las acciones de CTEEP de propiedad de ISA Capital.
- d. Garantía firmada en junio 29 de 2007, entre ISA como garante y el Banco Centroamericano de Integración Económica – BCIE, como beneficiario, de acuerdo con la cual ISA garantiza las obligaciones de la EPR bajo el contrato de crédito firmado entre el Banco Centroamericano de Integración Económica – BCIE, por valor de U.S.\$ 40 millones, relacionado con la financiación del proyecto de SIEPAC. Se requiere mantener la garantía hasta el pago total del principal cuya fecha de vencimiento es el 29 de junio de 2027.

W. EVALUACIÓN CONSERVADORA DE LAS PERSPECTIVAS DEL EMISOR.

1. Estrategia de crecimiento Grupo ISA

La estrategia de crecimiento del Grupo ISA está enmarcada dentro de los lineamientos corporativos de la política de inversión y de la visión de largo plazo.

Dentro de dichos lineamientos se han definido como mercado objetivo los países de Sur y Centro América, destacándose Perú y Brasil como plataformas de crecimiento del grupo.

Los sectores a ser profundizados o desarrollados en el mercado objetivo son el de transporte de energía, el de transporte de gas y el de telecomunicaciones. En el primero de ellos, foco principal del negocio (*core business*) y actividad primordial desarrollada por el grupo, se cuenta con un alto grado de conocimiento, experiencia, y calidad en la prestación del servicio.

Paralelamente, en el sector del gas se han venido estudiando alternativas de inversión, cuya lógica de negocio es similar a la del transporte de energía, en términos de desarrollo de infraestructura lineal, manejo de servidumbres, proyectos intensivos en capital, concesiones a largo plazo e ingeniería financiera de proyectos BOOT (*build, operate, own and transfer*), lo que permite lograr sinergias entre ambas actividades, optimización de recursos y por consiguiente, economías de escala.

En el sector de telecomunicaciones, se continúa con la expansión de redes de fibra óptica, tanto en el territorio nacional como en el exterior. Permanentemente se están también logrando sinergias y optimizaciones de la infraestructura eléctrica existente con esta actividad del sector.

En relación con el tipo de negocio a desarrollar en los mercados y sectores señalados, el Grupo ISA busca la inversión en activos, la promoción de mercados a través de la concreción de las interconexiones entre países y la prestación de servicios relacionados.

2. Oportunidades de inversión en el mediano plazo

La identificación y seguimiento a las oportunidades de inversión que se presentan en los mercados, sectores y tipos de negocio objetivo del Grupo ISA hacen parte de un proceso dinámico y permanente que le permite a la Organización ser un actor importante en el mercado energético Latinoamericano.

En la actualidad, están siendo evaluadas distintas alternativas de inversión, que se concentran principalmente en Perú y en Brasil, dada la plataforma organizacional con que cuenta el Grupo en estos países.

En Perú, se evalúan para los próximos tres años, oportunidades por un valor cercano a 700 millones de dólares, de los cuales cerca del 80% corresponden a convocatorias públicas.

En Brasil, CTEEP cuenta con un importante plan de ampliaciones obligatorias (Refuerzos Tipo I y Tipo II) que irán siendo asignadas por el gobierno de manera paulatina. Este año también habrá un proceso de licitación de ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), para la construcción y operación de cerca de 2.000 Km por un valor aproximado de 500 millones de dólares.

En Colombia, por su parte, habrá una licitación para desarrollar el proyecto UPME 2007, que consisten en la conexión de la Hidroeléctrica Porce III al Sistema de Transmisión Nacional.

Actualmente, además de los operadores tradicionales del negocio, los competidores para el Grupo ISA, en la mayor parte de las oportunidades presentadas, son constructores puros y fondos de infraestructura que han iniciado su incursión en el sector, con grandes fortalezas financieras y tasas muy competitivas. Algunos de estos competidores con una visión de corto plazo de permanencia en el negocio.

CAPÍTULO 5 – COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LOS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN Y LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR Y SUS SUBORDINADAS.

Este capítulo debe ser leído junto con nuestros Estados Financieros Consolidados y las notas a ellos, la descripción del negocio y demás información contenida en este prospecto de información y sus anexos relacionada con nuestra compañía y nuestro grupo. Esta sección contiene declaraciones a futuro que implican riesgos e incertidumbres. Nuestros resultados reales pueden diferir sustancialmente de los que se discutieron en las declaraciones a futuro, como resultado de diversos factores, incluidos sin limitación, los señalados en factores de riesgo (Capítulo 7) y aspectos señalados en este prospecto. Al tomar una decisión de inversión, los inversionistas deben basarse en su propio examen que hagan de nosotros, los términos de esta oferta y la información financiera presentada en este documento.

A. TENDENCIAS, COMPROMISOS O ACONTECIMIENTOS CONOCIDOS QUE PUEDAN O VAYAN A AFECTAR SIGNIFICATIVAMENTE LA LIQUIDEZ DEL EMISOR, SUS RESULTADOS DE OPERACIÓN O SU SITUACIÓN FINANCIERA.

1. Aspectos Generales.

Nuestro desempeño operacional y financiero está afectado principalmente por la disponibilidad de nuestros activos de transmisión de electricidad, gastos operacionales y de mantenimiento, gastos de capital y costo de capital.

El negocio de transmisión de electricidad requiere grandes recursos de capital y está sujeto a una regulación significativa por parte de los organismos nacionales que regulan el sector eléctrico de los países donde operamos, principalmente a través de la determinación de Ingresos Regulados por dichas entidades regulatorias.

Nuestros resultados de las operaciones son afectados por factores internos y externos, incluidos:

- La disponibilidad operacional de los sistemas de transmisión de electricidad de las otras compañías de transmisión de electricidad que están interconectadas con nuestros sistemas de transmisión de electricidad;
- La revisión y ajuste de nuestros Ingresos Regulados por parte de las entidades nacionales regulatorias de electricidad de los países donde operamos;
- Las acciones tomadas, las normas expedidas y las políticas implementadas por las entidades nacionales regulatorias de electricidad de los países donde operamos;
- El control de nuestros costos operacionales y de los gastos operacionales y de mantenimiento;
- Inversiones en activos de transmisión de electricidad con una tasa de retorno igual o más alta que la tasa de retorno usada por las entidades nacionales regulatorias de electricidad de los países donde operamos para fijar nuestros ingresos regulados;
- Fluctuación de las variables macroeconómicas.
- Legislación y regulación gubernamental en los países en los que operamos; y
- Condiciones económicas en los países donde operamos.

2. Ingresos Regulados

Nuestros resultados de operaciones están afectados significativamente por los cambios en nuestros ingresos regulados. Sustancialmente, todos nuestros ingresos se derivan de los Ingresos Regulados que recibimos de la disponibilidad de nuestros sistemas de transmisión de electricidad en los países donde operamos, hacia los sistemas nacionales interconectados localizados en esos países.

Recibimos nuestros Ingresos Regulados en forma de pagos mensuales de o en nombre de cada uno de los usuarios de nuestro sistema de transmisión de electricidad. Estos ingresos no están afectados por la oferta o la demanda de electricidad o por el volumen de electricidad consumida o transmitida a través de nuestra red de transmisión de electricidad. Nuestros Ingresos Regulados se ajustan sobre una base anual, semestral o mensual, según sea el caso, para tomar en cuenta cambios en la inflación, medida por los índices de precios al consumidor y al productor de los países donde operamos, pero sin aprobación previa de las entidades regulatorias de dichos países. Nuestros Ingresos Regulados pueden ajustarse además cuando dichas entidades regulatorias aprueban ciertos tipos de inversiones adicionales en activos de transmisión de electricidad.

Los ingresos por servicios de transmisión de electricidad corresponden a 78.39%, 78.62%, 83.23% y 86.17% de nuestro total de ingresos consolidados en los años con cierre a 31 de diciembre de 2004, 2005 y 2006 y con cierre a 30 de septiembre de 2007, respectivamente.

A 30 de septiembre de 2007, derivamos 31.44%, 58.67%, 9.15% y 0.74% del total de nuestros ingresos consolidados por servicios de transmisión de electricidad de nuestras operaciones en Colombia, Brasil, Perú y Bolivia, respectivamente.

En Colombia, la CREG establece la metodología para determinar nuestros ingresos regulados. Recibimos dichos Ingresos Regulados de los comercializadores mensualmente a través de la aplicación de los cargos por uso por parte de XM. El monto de los ingresos a recibir por cada transmisor lo determina XM, actuando como administrador del SIC y liquidador y administrados de cuentas del STN. Los ingresos regulados están sujetos a reducciones en caso de incumplimiento de las metas de disponibilidad de nuestros activos de transmisión de electricidad y a aumentos por la entrada en operación de nuevos proyectos de transmisión que nos sea otorgados a través de licitaciones adelantadas por la UPME.

Los Ingresos Regulados que tenemos derecho a recibir están sujetos a dos metodologías diferentes de liquidación de tarifas, dependiendo de si los activos de transmisión de electricidad asociados con dichos Ingresos Regulados fueron puestos a disposición del STN antes o después de enero de 2000. Básicamente la diferencia es que los primeros no fueron sometidos a procesos de convocatoria mientras que los segundos sí lo fueron.

3. Ingresos Regulados por activos disponibles para el STN antes de enero de 2000.

A la fecha de este Prospecto de Información, estos activos representan cerca del 80% del total de activos de transmisión de electricidad de ISA en el STN (participación con base en el Valor de Reposición a Nuevo de los Activos).

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 las 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 VRN, la Resolución CREG 026/1999 aprueba un cierto FOB asumido y costos de instalación por los diferentes ítems que comprenden los activos de transmisión eléctricos e instalaciones auxiliares, 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 VRN 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. Ingresos Regulados por activos disponibles para el STN después de enero de 2000.

A la fecha de este Prospecto de Información, estos activos representan cerca del 20% del total de activos de transmisión de electricidad de ISA 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 Ministerio de Minas y Energía (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 Unidad de Planeación Minero Energética (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.

5. Revisión de la metodología para el cálculo de los ingresos relacionados con activos puestos en operación antes enero de 2000 (no sometidos a convocatoria).

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 enfocará principalmente en los siguientes aspectos de la estructura de Ingresos Regulados actual:

- *Unidades Constructivas:* La Resolución CREG 007/25 establece que CREG contratará los servicios de un consultor privado quien revisará el VRN de las unidades constructivas establecidas en la Resolución CREG 026/1999 y hará 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 permitirá a la CREG revisar, si lo considera necesario, 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 Interna de Retorno:* CREG pretende utilizar un WACC (promedio de costo de capital ponderado) calculado para determinar la tasa interna de retorno. 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 revisará 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 revisará los gastos de administración, operación y mantenimiento incurridos por las compañías de transmisión de electricidad. Para este propósito, CREG ha solicitado 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 revisará 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 especifica las bases para esta revisión.
- *Penalidades por no Disponibilidad:* 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:* CREG 007/2005 establece que la nueva estructura de Ingresos Regulados incluirá un factor de productividad cuyo objetivo es compartir las ganancias por la productividad esperada de las compañías de transmisión de electricidad con los usuarios finales. Este factor de productividad se expresará como un porcentaje que se restará de los ingresos anuales de las compañías de transmisión de electricidad. Este factor será 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. Este análisis estima que un factor de productividad del 0.36% sería suficiente para lograr el objetivo de

compartir las ganancias de productividad de las compañías de transmisión de electricidad con los usuarios finales.

Esperamos que el resultado del proceso de revisión de ingresos se traduzca en cambios de nuestra estructura de Ingresos Regulados incluyendo, entre otros factores, un recálculo de la compensación que recibimos por poner a disposición del STN nuestros activos de transmisión de electricidad, un análisis revisado de nuestros costos de transmisión de electricidad, posibles modificaciones a nuestros estándares de calidad del servicio y esquema de sanciones y, finalmente, una revisión de nuestra base de bienes y tasa de retorno. Aunque esperamos que la nueva estructura de Ingresos Regulados se fundamente en criterios técnicos, independientes y objetivos para reflejar el actual costo de estructura de las compañías de nuestra industria, el resultado del proceso de revisión de ingresos es bastante incierto tanto en cuanto al tiempo de su implementación como a su resultado final. En consecuencia, no podemos asegurar cuando culminará el proceso de revisión de ingresos o que la estructura de Ingresos Regulados cubrirá nuestros costos y nos compensará por la inflación y futuras devaluaciones de la moneda o que nos provea con un adecuado retorno sobre nuestra base de bienes. Ver “Información sobre riesgos del emisor -Estamos sujetos a una extensa legislación y regulación gubernamental que puede afectar nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la condición financiera”; y Anexo CTEEP.

6. Pago y asignación de los ingresos regulados.

De conformidad con la CREG 103/2000, desde el 1º de Enero de 2002 los cargos de uso para el recaudo de los Ingresos Regulados de las compañías de transmisión de electricidad deben ser pagados por los comercializadores de electricidad en proporción a su demanda de electricidad.. De conformidad con el contrato (*Mandato*) suscrito por las compañías de transmisión de electricidad y XM, como administrador de la SIC y liquidador de los cargos por el uso del STN, XM expide mensualmente notas débito a los comercializadores de electricidad especificando la parte de los cargos de uso asignados para el pago a dichos comercializadores, y notas crédito para las compañías de transmisión de electricidad especificando los pagos que cada comercializador de electricidad debe hacer a dichas compañías de transmisión de electricidad. El monto total de dichos pagos deberá ser igual al monto de los cargos de uso por pagar a las compañías de transmisión de electricidad.

Cada mes XM recauda los pagos de los comercializadores de electricidad a cuenta de los cargos de uso y los asigna entre las compañías de transmisión de electricidad en proporción a su propiedad de los activos de transmisión de electricidad que constituyen el STN.

De conformidad con los contratos de conexión que hemos suscrito con cada usuario de nuestro sistema de transmisión de electricidad en relación con la conexión de dicho usuario a nuestro sistema de transmisión de electricidad, o Contratos de Conexión, a cada usuario del sistema le facturamos mensualmente por la conexión que tenga a nuestro sistema de transmisión de electricidad.

7. Sistema de garantía.

Los pagos a cuenta de los cargos de uso que se les exige pagar a los comercializadores de electricidad por su uso del STN están garantizados sobre una base mensual mediante cualquiera de los siguientes instrumentos: (i) una carta de crédito de un banco; (ii) una garantía bancaria; (iii) para aquellos comercializadores que también son distribuidores de electricidad, la asignación de cuentas por cobrar de XM para pagos a dichas compañías por el uso de su red de distribución; (iv) pagos anticipados mensuales; o (v) pagos anticipados semanales. XM calcula el monto asegurado mediante estos instrumentos con base en la parte de los Cargos de Uso pagados por cada

comercializador de electricidad respecto del mes anterior y lo ajusta semanalmente para reflejar la demanda real de electricidad en el mes relevante. Si un comercializador de electricidad no entrega un instrumento de garantía dentro de los 20 días siguientes a la fecha especificada por XM, XM notificará a la CREG y se solicitará a XM que reduzca el suministro de electricidad a dicho comercializador de electricidad, causando con ello una interrupción parcial del servicio para los usuarios finales de dicho comercializador de electricidad.

Si un comercializador de electricidad no hace el pago mensual a cuenta de los cargos de uso en su fecha de vencimiento, XM ejercerá inmediatamente sus derechos bajo el instrumento de garantía (sin necesidad de iniciar un proceso judicial) y asignará el dinero obtenido del ejercicio de tales derechos entre las compañías de transmisión de electricidad que constituyen el STN. Además, si un comercializador de electricidad no paga sus cargos de uso y su garantía sea insuficiente, XM tiene derecho a hacer efectivos los pagarés (después de diligenciar el monto los mismos) que el comercializador de electricidad entregó a XM cuando comenzó a negociar en el SIC.

8. Crecimiento económico.

Nuestro negocio consta de transmisión de electricidad desde plantas de generación hacia redes de distribución y centros de consumo. Nuestra capacidad para incrementar nuestros ingresos depende de la realización de nuevas inversiones para ampliar nuestra capacidad de transmisión de electricidad, debido a que dichas inversiones nos dan derecho a un aumento correspondiente en nuestros Ingresos Regulados. Altas tasas de crecimiento en las economías de los países donde operamos generalmente resultan en una mayor demanda de electricidad para los sectores industrial y de producción, al igual que un aumento en la demanda de electricidad de los consumidores domésticos, como resultado de un aumento en el empleo y mayores niveles de ingresos asociados con dicho crecimiento. Las agencias de regulación de electricidad de los países donde operamos toman estos factores en consideración en relación con la preparación de los planes de expansión de transmisión de electricidad.

En Colombia, en medio de tasas de crecimiento económico de 4.87%, 4.72% y 6.80% en 2004, 2005 y 2006, respectivamente, de acuerdo con los datos del DANE sobre crecimiento del PIB, el consumo de electricidad aumentó un 2.45% en el año 2004, 4.14% en el año 2005 y 4.07% en el 2006.

B. COMPORTAMIENTO DEL ÚLTIMO AÑO DE LOS INGRESOS OPERACIONALES.

1. Presentación y comparación de nuestros Estados de Resultados Consolidados.

Según los PCGA Colombianos, usamos el método de integración global para consolidar los resultados financieros de compañías sobre las cuales ejerzamos control, como se define en el Código de Comercio. Cuando se consolidan compañías sobre las cuales ejercemos control, el monto de nuestra inversión en esas empresas y la participación en sus utilidades (pérdidas) y flujos de efectivo se reemplazan por nuestra participación proporcional en los activos, pasivos, utilidades (pérdidas) y flujos de caja de la compañía. Además, las cuentas por pagar, las cuentas por cobrar de partes relacionadas y las transacciones entre miembros del grupo consolidado y las compañías bajo nuestro control se eliminan sobre una base prorrata, de conformidad con nuestra participación en la propiedad de esas empresas. La participación de terceros accionistas en la propiedad de esas compañías está representada por la participación minoritaria.

La siguiente discusión compara (1) nuestros resultados de operaciones consolidados con cierre a 30 de septiembre de 2007 con los resultados con cierre a 30 de septiembre de 2006, (2) nuestros resultados de operaciones consolidados para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 con los resultados del año con cierre a 31 de diciembre de 2005, y (3) nuestros resultados de operaciones consolidados para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 con los resultados del año con

cierre a 31 de diciembre de 2004. Los resultados de operaciones con cierre a 30 de septiembre de 2007 y para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 incluyen datos financieros relacionados con CTEEP, los cuales comenzamos a consolidar desde septiembre 30 de 2006. Luego de la adquisición de Transmantaro en diciembre 12 de 2006, registramos dicha inversión en nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados a diciembre 31 de 2006 bajo el método de costo. De conformidad con los PCGA Colombianos, a partir de marzo de 2007 empezamos a consolidar los resultados financieros de Transmantaro usando el método de integración global. Adicionalmente, en relación con nuestra consolidación de los estados financieros de CTEEP, en nuestros Estados Financieros hemos reclasificado los derechos e intereses de CTEEP con respecto a su contrato de concesión suscrito con ANEEL el 20 de junio de 2001 (el cual fue registrado como “propiedad, planta y equipos” en los estados financieros de CTEEP), y debido a dicha reclasificación tales derechos de concesión han sido registrado como activos intangibles. Como resultado, las sumas registradas como propiedad, planta y equipos en nuestro balance consolidado a diciembre 31 de 2006 y septiembre 30 de 2007, no incluyen Col\$3.96 y Col\$4.49 billones, respectivamente, en activos fijos de CTEEP y los gastos por depreciación asociados de CTEEP en relación con tales activos continuarán siendo registrados en nuestros Estados Financieros como amortización de activos intangibles a lo largo del término que queda de los derechos de concesión de CTEEP bajo el mencionado contrato. Véase notas 3.11 y 3.18 a nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados. Como resultado de estos factores, al cierre de septiembre 30 de 2007, no son completamente comparables con el cierre a septiembre 30 de 2006, y el año terminado en diciembre 31 de 2006 no es totalmente comparable con el año terminado en diciembre 31 de 2005 en ciertos aspectos relevantes.

Los montos reportados en pesos bolivianos, reales brasileños y nuevos soles peruanos se convirtieron a pesos colombianos usando la metodología funcional de tipo de cambio establecida por la Regla 21 de los Estándares Internacionales de Contabilidad, o IAS 21, y por la Regla 52 del Comité de Estándares Financieros de Contabilidad, o FASB 52. De conformidad con esta metodología de conversión de moneda, los resultados financieros de nuestras subordinadas en Brasil para los cuales empezando en el año 2007 el real brasileiro es la moneda funcional están convertidos a pesos colombianos así: (i) los activos monetarios y no monetarios y los pasivos se convierten a la tasa de cambio vigente en la fecha del balance correspondiente, (ii) la participación de los accionistas en el capital se convierte a la tasa de cambio vigente al momento que el capital fue aportado o las utilidades retenidas, (iii) los ingresos y gastos se convierten a las tasas de cambio promedio vigentes en el periodo fiscal correspondiente, y (iv) el efecto de la conversión a pesos colombianos es incluido en patrimonio de los accionistas. Los resultados financieros de nuestras subordinadas en Perú y Bolivia tienen que ser convertidos a dólares estadounidenses antes de convertirlos en pesos colombianos. La conversión de pesos bolivianos y nuevos soles peruanos a dólares estadounidenses se efectúa de la siguiente forma: (i) los activos y pasivos monetarios se convierten a la tasa de cambio de la fecha del respectivo balance, (ii) los activos y pasivos no monetarios se convierten a la tasa de cambio vigente para el momento de la compra o causación, (iii) los ingresos y gastos se convierten mensualmente a las tasas de cambio promedio vigentes en el periodo fiscal respectivo, excepto para activos no monetarios consumidos durante este periodo, los cuales se convierten a las tasas de cambio vigentes cuando los respectivos activos fueron adquiridos, (iv) el efecto de la conversión se incluye en la determinación del patrimonio de los accionistas en el periodo fiscal respectivo bajo la partida “Diferencia en cambio por conversión”. Una vez los resultados financieros de nuestras subordinadas bolivianas y peruanas han sido convertidos a dólares estadounidenses, la conversión a pesos colombianos se efectúa siguiendo las mismas reglas descritas anteriormente para la conversión de los resultados financieros de nuestras subordinadas en Brasil a pesos colombianos.

2. Principales partidas.

Nuestros estados financieros han sido presentados de conformidad con los PCGA colombianos y con los principios contables y metodologías establecidas por la SSPD y la CGN. A continuación

presentamos una descripción de las principales partidas relacionadas con nuestros estados de resultados consolidados:

Ingresos operacionales

Los ingresos operacionales están constituidos por los ingresos recibidos por la prestación de servicios que son parte de nuestro objeto social e incluyen los siguientes renglones:

- Servicios de transmisión de electricidad. Este renglón se refiere a (i) cargos de uso recibidos por nosotros a cuenta de nuestros ingresos regulados, (ii) el ingreso anual permitido recibido a través CTEEP en Brasil, y (iii) los Ingresos Regulados recibidos a través de Transelca, ISA Perú, REP, Transmanto e ISA Bolivia, en cada caso, en contraprestación por la disponibilidad de nuestro sistema de transmisión de electricidad y el de nuestras subordinadas para los usuarios de nuestros sistemas de transmisión de electricidad.
- Cargos por conexión. Esta partida se refiere a los pagos por los servicios de conexión que nosotros suministramos, los cuales constan de suministro de generadores, compañías de transmisión regional, compañías de distribución locales y clientes no regulados con una conexión física al STN, lo mismo que la construcción de líneas de transmisión de electricidad y subestaciones necesarias para dicha conexión.
- Despacho y coordinación CND (Centro Nacional de Despacho). Este renglón se refiere a pagos recibidos por XM en contraprestación por la supervisión y coordinación del despacho de electricidad desde los generadores hasta los compradores de dicha electricidad.
- Servicios de administración del Mercado Mayorista de Energía (STN-SIC). Este renglón se refiere a los pagos recibidos por XM en contraprestación por la administración del SIC y el recaudo de los cargos de uso de los cargos por el uso del STR por parte de los comercializadores de electricidad, y la asignación de cargos de uso y cargos por el uso del STR entre compañías de transmisión de electricidad y compañías de distribución de electricidad, respectivamente.
- Telecomunicaciones. Este renglón se refiere a los ingresos recibidos por Flycom e Internexa por la prestación de servicios de telecomunicaciones.
- Otros ingresos operacionales. Este renglón se refiere a pagos por servicios auxiliares a la transmisión de electricidad que nosotros y nuestras subordinadas suministramos en los países donde operamos, incluido el mantenimiento y operación de activos de transmisión de electricidad de propiedad de terceros, y la preparación de estudios de factibilidad relacionados con el desarrollo de nueva infraestructura de transmisión de electricidad y la operación mejorada de las líneas de transmisión de electricidad.

Costos y gastos operacionales

Los costos y los gastos operacionales constan de las siguientes partidas:

- Costos operacionales. Este renglón se refiere a los costos y gastos relacionados con la operación y mantenimiento de los activos de transmisión de electricidad nuestros y de nuestras subordinadas, y con la prestación de servicios de telecomunicaciones, incluidos gastos personales, depreciación, amortización y seguros. Véase nota 21 a nuestros Estados Financieros Consolidados.
- Gastos administrativos. Este renglón se refiere a los gastos administrativos y de ventas y a los costos operacionales y de mantenimiento nuestros y de nuestras subordinadas

consolidadas, que no están relacionados directamente con la prestación de servicios de transmisión de electricidad, incluidos materiales, impuestos, depreciación, amortización, personal y otros gastos no relacionados directamente con la prestación de servicios de transmisión de electricidad.

Utilidad operacional

La utilidad operacional corresponde a la utilidad operacional nuestra y de nuestras subordinadas consolidadas.

Ingresos (gastos) no operacionales

Los ingresos (gastos) no operacionales constan de los siguientes renglones:

- Ingresos no operacionales. Este renglón se refiere a ingresos derivados de servicios que no están directamente relacionados con nuestro objeto social y de partidas extraordinarias, e incluye:
 - Ingresos financieros: Los ingresos derivados de intereses que recibamos nosotros y nuestras subordinadas consolidadas respecto a las cuentas por cobrar y préstamos entre compañías.
 - Otros ingresos: Ingresos derivados de intereses, ganancias en el cambio de moneda extranjera y partidas extraordinarias.
- Gastos no operacionales. Este renglón se refiere a los gastos que no están directamente relacionados con el desarrollo de nuestro objeto social e incluye:
 - Gastos financieros: Intereses, comisiones y otros costos en que se incurra en relación con transacciones financieras.
 - Gastos extraordinarios: Cargos por una vez y otros gastos no recurrentes en los que no se incurra como resultado de la operación de nuestro negocio.

Utilidad (pérdida) no operacional

La utilidad (pérdida) no operacional corresponde a ingresos no operacionales menos gastos no operacionales.

Utilidad antes de la provisión para impuesto de renta

La utilidad antes de la provisión para impuesto de renta corresponde a la suma de nuestra utilidad operacional y nuestra utilidad (pérdida) no operacional.

Provisión para impuesto de renta

Las leyes que son aplicables a nosotros y nuestras subordinadas en Colombia establecen que la renta gravable estaba sujeta a una tasa nominal de 34%. A partir del año 2008, la tasa nominal del impuesto de renta será reducida a 33%.

Utilidad antes de participación minoritaria

La utilidad antes de la participación minoritaria se refieren a nuestras utilidades y a las utilidades de nuestras subordinadas consolidadas después de impuestos, antes de dar efecto a la participación minoritaria de terceros accionistas de nuestras subordinadas consolidadas.

Participación minoritaria

Este renglón representa la parte de nuestras utilidades y las de nuestras subordinadas consolidadas, asignadas a accionistas que posean menos del 50% de las acciones con derecho a voto de dichas subordinadas.

Utilidad neta

Este renglón se refiere a la utilidad neta nuestro y de nuestras subordinadas consolidadas después de deducir la participación minoritaria. De conformidad con los PCGA colombianos, la utilidad neta se calcula con base en contabilidad de causación. Ver “Información sobre riesgos del emisor - Bajo la ley Colombiana, nuestros estatutos y la declaración de nuestro accionista mayoritario, podemos ser requeridos para pagar dividendos aún cuando no tengamos suficiente dinero en caja para efectuar dichos pagos”.

Utilidad neta por acción

La utilidad neta por acción se calcula utilizando el promedio ponderado de las acciones en circulación de nuestro capital accionario durante un año dado. En 2006, dicho promedio correspondió a 961,956,080 y en 2005 a 960,341,683.

3. Estados de resultados consolidados.

Periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007, comparado con cierre a 30 de septiembre de 2006

Tuvimos una utilidad neta por Col\$179.85 miles de millones para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007, lo que representa una reducción del 1.67% comparado con Col\$182.90 miles de millones para el mismo periodo en 2006. Esta disminución fue principalmente el resultado de incremento en pérdidas por Col\$270.89 miles de millones generadas por ISA Capital debido a los gastos financieros relacionados con su financiación para la adquisición de CTEEP y la amortización del crédito mercantil generado en esta compra y el incremento en las utilidades de cteep de Col\$236.73 miles de millones generada fundamentalmente por ingresos extraordinarios de CETEMEQ y optimización de costos y gastos por PDV e incremento en la utilidad de ISA Matriz por \$ 39.00 miles de millones generada en especial por la diferencia en cambio sobre deudas y cambios normativos de la CGN.

En la tabla siguiente se resumen nuestros resultados de las operaciones consolidados con cierre a 30 de septiembre de 2007 y 2006:

	Periodo con Cierre a Septiembre 30,		
	2007	2006	Cambio en porcentaje
	(en millones de pesos colombianos, excepto para		

	utilidad neta por acción, que está en pesos colombianos)		
INGRESOS OPERACIONALES			
Servicios de transmisión de electricidad	1,823,446	1,721,184	5.94%
Cargos por conexión	167,876	174,453	-3.77%
Despacho y coordinación CND (<i>Centro Nacional de Despacho</i>)	21,543	22,191	-2.92%
Servicios de administración del mercado mayorista de energía (STN-SIC)	18,331	16,881	8.59%
Telecomunicaciones.....	77,772	79,307	-1.94%
Otros ingresos operacionales	7,122	7,012	1.57%
	2,116,090	2,021,028	4.70%
COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES			
Costos operacionales.....	593,752	635,173	-6.52%
Gastos administrativos	527,618	988,867	-46.64%
	1,121,370	1,624,040	-30.95%
UTILIDAD OPERACIONAL	994,720	396,988	150.57%
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES			
Ingresos no operacionales	836,039	345,480	141.99%
Gastos no operacionales	(878,697)	(380,687)	130.82%
UTILIDAD (PÉRDIDA) NO OPERACIONAL	(42,658)	(35,207)	21.16%
Utilidad antes de la provisión para impuesto de renta	952,062	361,781	163.16%
Provisión para impuesto de renta	(369,335)	(180,198)	104.96%
Utilidad antes de participación minoritaria	582,727	181,583	220.91%

Participación minoritaria	402,877	(1,317)	-30690.51%
UTILIDAD NETA.....	179,850	182,900	-1.67%
UTILIDAD NETA POR ACCIÓN.....	176	190	-7.35%

Año con cierre a 31 de diciembre de 2006 comparado con el año con Cierre a 31 de diciembre de 2005

Tuvimos una utilidad neta de Col\$150,469 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006, lo que representó una disminución del 24.86% comparada con Col\$200,258 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005. Esta disminución se debió principalmente a la consolidación de los estados financieros de CTEEP a partir de septiembre y hasta diciembre 31 de 2006, después de la adquisición de nuestra participación del 21.00%, y al total reconocimiento de CTEEP de un cargo por Col\$501,305 millones en el último trimestre de 2006 como resultado de la implementación de su programa de retiro voluntario. La consolidación de los estados financieros de CTEEP conllevó a una disminución de Col\$ 23.67 miles de millones, o un 47.55% de disminución en nuestra utilidad neta para el año terminado el 31 de diciembre de 2006, en comparación con el año terminado el 31 de diciembre de 2005.

La tabla siguiente resume nuestros resultados de las operaciones consolidados para los años con cierre a 31 de diciembre de 2006 y 2005:

	Año con Cierre a Diciembre 31,		
	2005	2006	Cambio de porcentaje
	(en millones de pesos colombianos, excepto para la utilidad neta por acción, el cual está en pesos colombianos)		
INGRESO SOPERACIONALES			
Servicios de transmisión de electricidad	846,350	1,678,272	98%
Cargos por conexión.....	102,405	172,474	68%
Despacho y coordinación CND (<i>Centro Nacional de Despacho</i>)	24,789	29,618	19%
Servicios de administración del mercado mayorista de energía (STN-SIC)	21,633	25,133	16%
Telecomunicaciones.	70,630	101,535	44%
Otros ingresos operacionales	10,688	9,290	(13)%
	1,076,495	2,016,322	87%
COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES			
Costos operacionales	(374,871)	(688,361)	84%
Gastos administrativos	(213,557)	(989,397)	363%
	(588,428)	(1,677,758,)	185%
UTILIDAD OPERACIONAL	488,067	338,564	(31)%
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES			
Ingresos no operacionales.....	170,204	444,843	161%
Gastos no operacionales	(365,868)	(612,457)	67%
PÉRDIDA NO OPERACIONAL	(195,664)	(167,614)	(14)%

Utilidad antes de la provisión para impuesto de renta.....	292,403	170,950	(42)%
Provisión para impuesto de renta.....	(69,475)	(63,665)	(8)%
Utilidad antes de participación minoritaria.....	222,928	107,285	(52)%
Participación minoritaria	(22,670)	43,184	(290)%
UTILIDAD NETA	200,258	150,469	(25)%
UTILIDAD NETA POR ACCIÓN	209	156	(25)%

Año con cierre a 31 de diciembre de 2005 comparado con el año con cierre a 31 de diciembre de 2004

Nuestra utilidad neta para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 fue Col\$200,258 millones, lo que representó un aumento del 41.35% comparado con Col\$141,676 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Este aumento principalmente fue el resultado (i) de nuestra reversión de provisiones producto de cambios en los ajustes actuariales requeridos bajo la ley colombiana respecto de nuestros pasivos pensionales, (ii) de la recuperación de impuestos a la renta en 2004, (iii) de la reducción de nuestras provisiones para impuesto de renta en vista de una deducción especial de impuestos por inversiones en activos productivos por parte nuestra y de nuestras subordinadas en Colombia, y (iv) como resultado del cambio de moneda de referencia usada por nuestras subordinadas en Perú para propósitos contables de nuevos soles peruanos a dólares estadounidenses.

La tabla siguiente resume nuestros resultados de las operaciones para los años con cierre a 31 de diciembre de 2005 y 2004:

	Año con Cierre a Diciembre 31,		
	2004	2005	Cambio de porcentaje
	(en millones de pesos colombianos, excepto para utilidad neta por acción, el cual está en pesos colombianos)		
INGRESOS OPERACIONALES			
Servicios de transmisión de electricidad	840,780	846,350	1%
Cargos por conexión	95,167	102,405	8%
Despacho y coordinación CND (<i>Centro Nacional de Despacho</i>)	22,627	24,789	10%
Servicios de administración del mercado mayorista de energía (STN-SIC)	32,377	21,633	(33)%

Telecomunicaciones.....	64,364	70,630	10%
Otros ingresos operacionales.....	17,266	10,688	(38)%
	1,072,581	1,076,495	0%
COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES			
Costos operacionales	(314,600)	(374,871)	19%
Gastos administrativos	(261,187)	(213,557)	(18)%
	(575,787)	(588,428)	2%
UTILIDAD OPERACIONAL	496,794	488,067	(2)%
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES			
Ingresos no Operacionales.....	150,834	170,204	13%
Gastos no Operacionales	(397,220)	(365,868)	(8)%
PÉRDIDA NO OPERACIONAL	(246,386)	(195,664)	(21)%
Utilidad antes de la provisión para impuesto de renta.....	250,408	292,403	17%
Provisión para impuesto de renta.....	(103,554)	(69,475)	(33)%
Utilidad antes de participación minoritaria.....	146,854	222,928	52%
Participación minoritaria	(5,178)	(22,670)	338%
UTILIDAD NETA	141,676	200,258	41%
UTILIDAD NETA POR ACCIÓN	148	209	41%

C. CAMBIOS SIGNIFICATIVOS EN VENTAS, COSTO DE VENTAS, GASTOS DE OPERACIÓN, COSTO INTEGRAL DE FINANCIAMIENTO, IMPUESTOS Y UTILIDAD NETA (CIFRAS CONSOLIDADAS).

1. Periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007, comparado con e cierre a 30 de septiembre de 2006.

1.1. Ingresos operacionales

Los ingresos operacionales para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 fueron de Col\$ 2,116,089 millones, lo que representa un aumento del 4.70% sobre los ingresos operacionales de Col\$ 2,021,028 millones para el mismo periodo de 2006. Este aumento fue principalmente el resultado de la consolidación de los estados financieros de Transmantaro que representaron el 45.97% de tal incremento, mayores ingresos por ISA matriz por la entrada en operación de los proyectos UPME 1 y UPME 2 que representaron el 32.05% de dicho incremento.y mayores ingresos de CTEEP que representaron el 15.18% del incremento.generados especialmete en el proceso de conversión.

Servicios de transmisión de electricidad

Los ingresos derivados de nuestros servicios de transmisión de electricidad para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 representaron el 86.17% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$ 1,823,446 millones, lo que significa un aumento del 5.94% comparado con Col\$ 1,721,183 millones para el mismo periodo de 2006. Este aumento fue principalmente el resultado de la consolidación de los estados financieros de Transmantaro que representaron un 42.73% del incremento, mayores ingresos en ISA Matriz que representan el 31.28 % del incremento, producto de la entrada de las UPMES 1 y 2 y mayores ingresos generados por CTEEP que representan el 22.19% del incremento generados fundamentalmente en el proceso de conversión.

Cargos por conexión

Los ingresos derivados de nuestros cargos por conexión para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 representaron el 7.93% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$167,876 millones, lo que significa una disminución del 3.77% comparado con Col\$174,453 millones para el mismo periodo de 2006. Esta disminución se debió principalmente menos ingresos por este concepto en CTEEP.

Despacho y coordinación CND (Centro Nacional de Despacho)

Los ingresos derivados de nuestros servicios de despacho y coordinación del CND (Centro Nacional de Despacho) para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 representaron el 1.02% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$21,543 millones, lo que significa una disminución del 2.92% comparado con Col\$22,191 millones para el mismo periodo de 2006. Este reducción reflejó una disminución en los cargos incluidos por XM en su presupuesto anual aprobado por la CREG.

Servicios de administración del Mercado Mayorista de Energía –MEM- (STN-SIC)

Los ingresos derivados de nuestros servicios de administración del MEM (STN-SIC) para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 representaron el 0.87% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$ 18,331millones, lo que significa un aumento del 8.59% comparado con Col\$16,881 para el mismo periodo de 2006. Este incremento reflejó un aumento en los cargos incluidos por XM en su presupuesto anual aprobado por la CREG.

Telecomunicaciones

Los ingresos derivados de nuestros servicios de telecomunicaciones para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 representaron el 3.68% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$77,772 millones, lo que significa una reducción del 1.94% comparado con Col\$79,307 millones para el mismo periodo de 2006. Este aumento fue el resultado de menores contratos de telecomunicaciones suscritos por Internexa y al incremento en los ingresos de Flycom asociados a nuevos clientes.

Otros ingresos operacionales

Otros ingresos operacionales para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 representaron el 0.34% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$7,121 millones, lo que significa un aumento del 1.55% comparada con Col\$7,012 millones para el mismo periodo de 2006. Esta variación reflejó un incremento en los servicios técnicos y contratos de consultoría.

1.2. Costos y gastos operacionales.

Los costos y gastos operacionales para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 fueron de Col\$1,121,369 millones, lo que representa una reducción del 30.95% comparado con Col\$1,624,040 millones para el mismo periodo de 2006. Esta variación se debió principalmente a los factores que se describen a continuación.

Costos operacionales

Nuestros costos operacionales para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 fueron de Col\$ 593,751 millones, lo que representa una disminución del 6.52% comparado con Col\$ 635,173 millones para el mismo periodo de 2006. La disminución en nuestros costos operacionales de Col\$41.42 miles de millones se debió principalmente a las contribuciones sobre ingresos operacionales en CTEEP las cuales se reclasificaron en el 2007 como menor valor del ingreso.

Gastos administrativos

Nuestros gastos administrativos para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 fueron de Col\$527,618 millones, los cuales representan una disminución del 46.64% comparado con Col\$ 988,867 millones para el mismo periodo de 2006. Esta disminución se debe fundamentalmente a que el año anterior incluía provisión para PDV por \$265,107 y a la inclusión en una sola línea en el resultado operacional del cierre de cuentas de CTEEP por el primer semestre de 2007 por \$214,480, ya que esta compañía se adquirió el 28 de junio de 2006.

1.3. Utilidad operacional.

La utilidad operacional para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 fue de Col\$994,720 millones, lo que representa un aumento del 150.57% respecto de la utilidad operacional de Col\$396,988 millones para el mismo periodo de 2006, como resultado de los factores descritos anteriormente.

1.4. Ingresos (gastos) no operacionales.

Ingresos no operacionales

Los ingresos no operacionales para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 totalizaron Col\$ 836,039 millones, lo que representa un aumento del 141.99% comparado con Col\$ 345,480 millones para el mismo periodo de 2006. Este aumento reflejó (i) un incremento en los ingresos no operacionales de CTEEP que representó Col\$273.78 miles de millones o el 55.81% del aumento, principalmente relacionado con la solución del litigio con Electropaulo que generó ingresos no operacionales por R \$153.3 millones (equivalente a \$168.90 miles de millones); y (ii) un incremento en los ingresos no operacionales de ISA Capital por la suma de Col\$ 267.89 miles de millones ó el 54.61% del aumento, relacionado principalmente con ganancias por diferencia en cambio sobre la deuda.

Gastos no-operacionales

Los gastos no operacionales para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 totalizaron Col\$878,697 millones, lo que representa un aumento del 130.82% comparado con Col\$380,688 millones para el mismo periodo de 2006. Este aumento reflejó (i) el incremento en los gastos por intereses de ISA Capital, relacionados con los acuerdos de financiación suscritos en conexión con la adquisición de una participación de 37.46% en CTEEP, que representaron Col\$ 462.77 miles de millones ó el 92.92% de tal incremento, y (ii) el incremento en los gastos no operacionales de CTEEP que representaron Col\$136,22 miles de millones ó el 27.35% de tal incremento relacionados fundamentalmente con baja de activos.

Es importante resaltar que frente al resultado no operacional, durante el 2007 tuvimos un menor valor relacionado con los gastos por diferencia en cambio de inversiones en el exterior, generada por los nuevos cambios en los procedimientos de la CGN, la cual de acuerdo con el nuevo tratamiento se registra con cargo al patrimonio hasta tanto la inversión no se realice.

1.5. Utilidad (pérdida) no operacional

Para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 tuvimos una pérdida no operacional por un total de Col\$42,66 miles de millones, lo que refleja un incremento del 21.16% sobre la pérdida no operacional de Col\$35.21 miles de millones para el mismo periodo de 2006. Este aumento fue principalmente resultado de los factores descritos previamente bajo los títulos “Ingresos no operacionales” y “Gastos no-operacionales”.

Utilidad antes de la provisión para impuesto de renta e interés minoritario

La utilidad antes de la provisión para impuesto de renta e interés minoritario para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 totalizó Col\$952.06 miles de millones, lo que representa un aumento del 163.16% comparado con Col\$361,78 miles de millones para el mismo periodo de 2006. Este incremento se debió principalmente a CTEEP, que contribuyó con Col\$ 792,54 miles de millones ó el 134.26% de dicho incremento.

Provisión para impuesto de renta

Las provisión para el impuesto de renta para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 totalizó Col\$369.34 miles de millones, lo que representa un aumento del 104.96% comparado con Col\$180.20 miles de millones para el mismo periodo de 2006. Este aumento se debió principalmente a CTEEP, que explica Col\$146,604 miles de millones ó el 77.51% de tal

incremento asociado al mayor impuesto generado en la negociación con CETEMEQ y al desplazamiento de beneficios fiscales asociados a los juros de capital.

Utilidad antes de participación minoritaria

La utilidad antes de la participación minoritaria para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 totalizó Col\$582.73 miles de millones, lo que representa un aumento del 220.91% comparado con Col\$181.58 miles de millones para el mismo periodo de 2006, por los factores expuestos previamente.

1.6. Participación minoritaria.

La participación minoritaria para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 totalizó Col\$402.88 miles de millones, lo que representa un aumento de \$404.19 comparado con Col\$-1.317 miles de millones para el mismo periodo de 2006. Este aumento reflejó la consolidación de nuestra participación inicial de 21.00% en la propiedad de CTEEP, la cual durante el 2006 por efecto de la provisión del PDV generó pérdida en los resultados, esta participación fue aumentada posteriormente a 37.46%.

1.7. Utilidad neta

La utilidad neta para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 fue de Col\$179.85 miles de millones, lo que representa una disminución del 1.67% sobre la utilidad neta de Col\$182,90 miles de millones para el mismo periodo de 2006, por los factores discutidos previamente.

1.8. Utilidad neta por acción

La utilidad neta por acción para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007 fue de Col\$176 lo que representa una disminución del 7.35% sobre la utilidad neta por acción de Col\$190 para el mismo periodo de 2006, debido a los factores expuestos previamente.

2. Año con cierre a 31 de diciembre de 2006 comparado con el año con cierre a 31 de diciembre de 2005.

2.1. Ingresos operacionales

Los ingresos operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 fueron de Col\$2,016.32 miles de millones, lo que representa un aumento del 87.30% sobre los ingresos operacionales de Col\$1,076.50 miles de millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005. Este aumento fue principalmente el resultado de la consolidación de los estados financieros de CTEEP, después de la adquisición de la participación del 21.00% en CTEEP en el segundo semestre de 2006. La consolidación de los estados financieros de CTEEP representó ingresos operacionales por Col\$ 854,427 millones en el 2006, es decir, el 90.91% del incremento de nuestros ingresos operacionales durante ese periodo.

Servicios de transmisión de electricidad

Los ingresos derivados de nuestros servicios de transmisión de electricidad para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 representaron el 83.23% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$1,678.27 miles de millones, lo que significa un aumento del 98.30% comparado con Col\$846,350 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005. Este aumento reflejó

la consolidación de los Estados Financieros de CTEEP después de la adquisición de nuestra participación del 21.00% en la propiedad de CTEEP en el segundo semestre de 2006. La consolidación de los estados financieros de CTEEP representó ingresos derivados de servicios de transmisión de electricidad por Col\$780.90 miles de millones en el 2006, lo que significa el 93.87% del incremento en los ingresos por servicios de transmisión de electricidad durante ese periodo.

Cargos por conexión

Los ingresos derivados de nuestros cargos por conexión para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 representaron el 8.55% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$172,474 millones, lo que significa un aumento del 68.42% comparado con Col\$102,405 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005. Este aumento fue el resultado de nuevos contratos de conexión suscritos en el segundo semestre de 2006, de la consolidación de los estados financieros de CTEEP luego de la adquisición de una participación del 21.00% en dicha compañía en el segundo semestre de 2006. La consolidación de los estados financieros de CTEEP representó cargos por conexión por un monto de Col\$64.83 miles de millones, es decir, el 92.52% del incremento de los ingresos derivados de cargos por conexión eléctrica durante ese periodo.

Despacho y coordinación CND (Centro Nacional de Despacho)

Los ingresos derivados de nuestros servicios de despacho y coordinación del CND (Centro Nacional de Despacho) para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 representaron el 1.47% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$29,618 millones, lo que significa un aumento del 19.48% comparado con Col\$24,789 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005. Este aumento reflejó un incremento en los cargos por despacho y coordinación incluidos en el presupuesto operacional de XM para el periodo aprobados por la CREG.

Servicios de administración del Mercado Mayorista de Energía –MEM– (STN-SIC)

Los ingresos derivados de nuestros servicios de administración del MEM (STN-SIC) para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 representaron el 1.25% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$25,133 millones, lo que significa un aumento del 16.18% comparado con Col\$21,633 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005. Este aumento reflejó el incremento en los cargos de despacho y coordinación incluidos en el presupuesto operacional de XM para el periodo, aprobado por la CREG.

Telecomunicaciones

Los ingresos derivados de nuestros servicios de telecomunicación para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 representaron el 5.04% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$101,535 millones, reflejando un aumento del 43.76% comparado con Col\$70,630 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005. Este incremento se debió principalmente a los nuevos acuerdos de telecomunicaciones suscritos por Internexa y a la consolidación de los estados financieros CTEEP que representó Col\$6.48 miles de millones ó el 20.98% de dicho incremento.

Otros ingresos operacionales

Otros ingresos operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 representaron un 0.46% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$9,290 millones, reflejando una disminución del 13.09% comparada con Col\$10,688 millones para el año con cierre a 31 de

diciembre de 2005. Esta disminución fue el resultado de una reducción de nuestros ingresos por administración de proyectos y otros servicios auxiliares, luego de nuestra decisión de enfocar nuestros esfuerzos en la búsqueda de proyectos que generen grandes retornos.

2.2. Costos y gastos operacionales.

Los costos y gastos operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 fueron de Col\$1,677.76 miles de millones, lo que representa un aumento del 185.13% comparado con Col\$588,428 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005. Este aumento se debió principalmente a los factores que se exponen a continuación.

Costos operacionales

Nuestros costos operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 fueron de Col\$688,361 millones, los cuales representan un aumento del 83.63% comparado con Col\$374,871 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005. La consolidación de los estados financieros de CTEEP luego de la adquisición del 21.00% de participación en el capital de dicha compañía en la segunda mitad del año 2006 representó Col\$290.99 miles de millones, es decir, el 92.82% de dicho incremento.

Gastos administrativos

Nuestros gastos administrativos para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 fueron de Col\$989,397 millones, los cuales representan un aumento del 363.29% comparado con Col\$213,557 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005. Este aumento se debió principalmente a la consolidación de los estados financieros de CTEEP después de la adquisición de una participación del 21.00% en la propiedad de CTEEP en el segundo semestre de 2006, lo que representó Col\$725.44 miles de millones ó el 93.5% de dicho incremento; y el incremento resultante en gastos administrativos por (i) cargos relacionados con el programa de retiro voluntario de CTEEP por un monto de Col\$501,305 millones en el último trimestre de 2006, y (ii) la amortización por ISA Capital del crédito mercantil generado por la adquisición de nuestro 21.00% de participación en CTEEP, lo que representó un 4.75% de este incremento.

2.3. Utilidad operacional

La utilidad operacional para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 fue de Col\$338,564 millones, lo que representa una reducción del 30.63% respecto a la utilidad operacional de Col\$488,067 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005, por los factores expuestos previamente.

2.4. Ingresos (gastos) no operacionales

Ingresos no operacionales

Los ingresos no operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 totalizaron Col\$444,843 millones, lo que representa un aumento del 161.36% comparado con Col\$170,204 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005. Este aumento reflejó la consolidación de los estados financieros de CTEEP después de la adquisición de nuestra participación del 21.00% en la propiedad de CTEEP en el segundo semestre de 2006, lo que representó un 49.02% de dicho incremento, que incluyó los efectos de los créditos de impuestos de CTEEP por cambios

en las tasas aplicables de PIS y COFINS, y el reconocimiento de un crédito por impuestos relacionado con ello por la suma de Col\$134.62 miles de millones. Véase nota 23 a nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados.

Gastos no operacionales

Los gastos no operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 totalizaron Col\$612,457 millones, lo que representa un aumento del 67.40% comparado con Col\$365,868 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005. Este aumento reflejó (i) la consolidación de los estados financieros de CTEEP después de la adquisición de una participación del 21.00% en la propiedad de CTEEP en el segundo semestre de 2006, y (ii) el aumento en los gastos por intereses que resultan de los nuevos acuerdos de financiación suscritos por nosotros e ISA Capital para financiar la adquisición de la participación del 21.00% en la propiedad de CTEEP, y por nosotros para financiar la adquisición de nuestra participación del 60% en la propiedad de Transmantaro.

2.5. Pérdida no operacional

Para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 tuvimos pérdidas no operacionales que totalizaron Col\$167,614 millones, lo que representa una reducción del 14.34% sobre nuestras pérdidas no operacionales de Col\$195,664 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005. Esta reducción fue principalmente el resultado de factores expuestos en las secciones anteriores “Ingresos no operacionales” y “Gastos no operacionales”.

Utilidad antes de la provisión para impuesto de renta

La utilidad antes de la provisión para impuesto de renta para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 totalizó Col\$170,950 millones, lo que representa una reducción del 41.54% comparada con Col\$292,403 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005, por las razones indicadas previamente.

Provisión para impuesto de renta

La provisión para el impuesto de renta para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 totalizó Col\$63,665 millones, lo que representa una reducción del 8.36% comparada con Col\$69,475 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005. Esta reducción refleja la deducción especial a la que teníamos derecho como resultado de nuestras inversiones en activos fijos productivos en Colombia.

Utilidad antes de participación minoritaria

La utilidad antes de participación minoritaria para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 totalizaron Col\$107,285 millones, lo que representa una reducción del 51.87% comparada con Col\$222,928 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005, por las razones expuestas previamente.

2.6. Participación minoritaria.

La participación minoritaria para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 fue Col\$43,184 millones comparada con una pérdida neta de Col\$22,670 millones para el año con cierre a 31 de

diciembre de 2005. Este resultado se debió principalmente a la consolidación de los estados financieros de CTEEP, que representaron 96.32% del incremento, y el consecuente incremento en la participación minoritaria relacionada con el 78.99% de participación en CTEEP de propiedad de terceros, y el efecto de la pérdida neta en que incurrió CTEEP en el segundo semestre de 2006 relacionada con la implementación de su programa de retiro voluntario.

2.7 Utilidad neta

La utilidad neta para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 fue de Col\$150,469 millones, lo que representa una reducción del 24.86% sobre la utilidad neta de Col\$200,258 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005, por los factores discutidos previamente.

2.8 Utilidad neta por acción

La utilidad neta por acción para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006 fue de Col\$156, lo que representa una reducción del 25.36% sobre la utilidad neta por acción de Col\$209 para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005.

3. Año con cierre a 31 de diciembre de 2005 comparado con el año con cierre a 31 de diciembre de 2004.

3.1 Ingresos operacionales

Los ingresos operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 fueron de Col\$1,076.50 mil millones, lo que representa un aumento del 0.36% sobre los ingresos operacionales de Col\$1,072.58 mil millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Este aumento se debió principalmente a los ajustes a nuestros Ingresos Regulados para tomar en cuenta los cambios en el IPP, los cuales se compensaron parcialmente con una reducción en los ingresos derivados de servicios al MEM y de la administración de proyectos y otros servicios auxiliares.

Servicios de transmisión de electricidad

Los ingresos derivados de nuestros servicios de transmisión de electricidad para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 representaron el 78.62% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$846,350 millones, lo que significa un aumento del 0.66% comparado con Col\$840,780 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Este aumento se debió principalmente al ajuste de nuestros Ingresos Regulados para tomar en cuenta cambios en el IPP.

Cargos por conexión

Los ingresos derivados de nuestros servicios de cargos por conexión para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 representaron el 9.51% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$102,405 millones, lo que significa un aumento del 7.61% comparado con Col\$95,167 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Este aumento fue el resultado de nuevos contratos de conexión suscritos por nosotros.

Despacho y coordinación CND (Centro Nacional de Despacho)

Los ingresos derivados de nuestros servicios de despacho y coordinación del CND (Centro Nacional de Despacho) para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 representaron el 2.3% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$24,789 millones, lo que significa un aumento del 9.55% comparado con Col\$22,627 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Este aumento reflejó un incremento en los cargos por despacho y coordinación incluidos en el presupuesto operacional para el periodo, aprobado por la CREG para este tipo de servicios.

Servicios de administración del Mercado Mayorista de Energía –MEM- (STN-SIC)

Los ingresos derivados de nuestros servicios de administración del MEM (STN-SIC) para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 representaron el 2.01% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$21,633 millones, lo que significa una reducción del 33.18% comparada con Col\$32,377 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Esta reducción reflejó una disminución en los cargos de administración incluidos en el presupuesto para el periodo aprobado por la CREG.

Telecomunicaciones

Los ingresos derivados de nuestros servicios de telecomunicación para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 representaron el 6.56% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$70,630 millones, lo que significa un aumento del 9.74% comparado con Col\$64,364 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Este aumento reflejó un incremento en los ingresos por telecomunicaciones resultantes de nuevos contratos suscritos por Internexa.

Otros ingresos operacionales

Otros ingresos operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 representaron el 0.99% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$10,688 millones, lo que significa una disminución del 38.10% comparado con Col\$17,266 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Esta disminución reflejó una reducción en nuestros ingresos provenientes de la administración de proyectos y otros servicios auxiliares.

3.2. Costos y gastos operacionales.

Los costos y gastos operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 fueron de Col\$588,428 millones, lo que refleja un aumento del 2.20% comparado con Col\$575,787 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Este aumento se debió principalmente a los factores que se exponen a continuación.

Costos operacionales

Nuestros costos operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 fueron de Col\$374,871 millones, los cuales representan un aumento del 19.16% comparado con Col\$314,600 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Este aumento resultó principalmente de (i) los efectos de la de inflación, (ii) los efectos del cambio en el método de conversión de las sumas expresadas en nuevos soles peruanos en los estados financieros de REP e ISA Perú, (iii) gastos crecientes relacionados con el inicio de la operación comercial de las líneas de transmisión de electricidad de ISA Bolivia, de (iv) un aumento en los gastos de amortización relacionados con un cambio en el método de amortización usado por Internexa, y de (v) la reclasificación en nuestros costos operacionales de ciertos cargos que anteriormente se contabilizaban como gastos administrativos.

Gastos administrativos

Nuestros gastos administrativos para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 fueron de Col\$213,557 millones, los cuales representan una reducción del 18.24% comparados con Col\$261,187 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Esta disminución fue principalmente el resultado de la reducción de la partida para cuentas de dudoso cobro y la reclasificación en nuestros costos operacionales de ciertos cargos que anteriormente se contabilizaban como gastos administrativos.

3.3. Utilidad operacional

La utilidad operacional para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 fue de Col\$488,067 millones, lo que representa una reducción del 1.76% sobre la utilidad operacional de Col\$496,794 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004, debido a los factores expuestos anteriormente.

3.4. Ingresos (gastos) no operacionales

Ingresos no operacionales

Los ingresos no operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 totalizaron Col\$170,204 millones, lo que representa un aumento del 12.84% comparado con Col\$150,834 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Este aumento reflejó (i) una reversión de las provisiones registradas en años fiscales anteriores, y (ii) cambios en los ajustes actuariales de nuestro pasivo pensional como resultado de un cambio regulatorio que afectó nuestras obligaciones pensionales.

Gastos no operacionales

Los gastos no operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 totalizaron Col\$365,868 millones, lo que representa una reducción del 7.89% comparada con Col\$397,220 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Esta disminución reflejó (i) una reducción en los gastos por intereses resultado del pago de una parte de nuestra deuda y (ii) los efectos de las variaciones en las tasas de cambio.

3.5. Utilidad (pérdida) no operacional

Para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 tuvimos pérdidas no operacionales que totalizaron Col\$195,664 millones, lo que refleja una reducción del 20.59% respecto de las pérdidas no operacionales de Col\$246,386 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Esta reducción fue principalmente el resultado de los factores expuestos previamente en las secciones “Ingresos no operacionales” y “Gastos no operacionales”.

Utilidad antes de la provisión para impuesto de renta

La utilidad antes de la provisión para impuesto de renta para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 totalizó Col\$292,403 millones, lo que refleja un aumento del 16.77% comparado con Col\$250,408 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004, por las razones expuestas previamente.

Provisión para impuesto de renta

La provisión par el impuesto de renta para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 totalizó Col\$69,475 millones, lo que refleja una reducción del 32.91% comparada con Col\$103,554 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Esta disminución reflejó (i) los efectos de una deducción especial de impuestos permitida bajo la ley colombiana respecto a nuestras inversiones en activos productivos, y (ii) al diferimiento de impuestos resultante de ajustes por inflación.

Utilidad antes de participación minoritaria

La utilidad antes de participación minoritaria para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 totalizó Col\$222,928 millones, lo que representa un aumento del 51.80% comparado con Col\$146,854 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004, por las razones expuestas previamente.

3.6. Participación minoritaria.

La participación minoritaria para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 totalizó Col\$22,670 millones, lo que significa un aumento del 337.81% comparado con Col\$5,178 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004. Este aumento reflejó los cambios en la moneda en la cual los resultados financieros proveniente de ventas en Perú fueron presentados por REP (de soles peruanos a dólares estadounidenses) y la participación de accionistas minoritarios de Transelca y REP en el incremento de la utilidad neta de dichas compañías.

3.7. Utilidad neta

La utilidad neta para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 fue de Col\$200,258 millones, lo que representa un aumento del 41.35% respecto de la utilidad neta de Col\$141,676 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004, por las razones expuestas anteriormente.

3.8. Utilidad neta por acción

La utilidad neta por acción para el año con cierre a 31 de diciembre de 2005 fue de Col\$209 lo que representa un aumento del 41.22% respecto de la utilidad neta por acción de Col\$148 para el año con cierre a 31 de diciembre de 2004.

D. PASIVO PENSIONAL Y CARGA PRESTACIONAL.

1. Pensiones de jubilación a cargo del emisor

De acuerdo con nuestros contratos colectivos e individuales, debemos pagar pensiones de jubilación a aquellos trabajadores que cumplan ciertos requisitos de edad y tiempo de servicio. Sin embargo, el Instituto de Seguros Sociales (ISS) y las Compañías administradoras de pensiones han asumido la mayor porción de esta obligación.

El valor presente de la obligación por pensiones, al 31 de diciembre de 2005 y 2006, fue determinado utilizando estudios actuariales de conformidad con regulaciones legales, y en especial con lo convenido en los contratos individuales y colectivos vigentes (Pacto y Convención). Las principales estimaciones utilizadas para el cálculo actuarial fueron las siguientes:

	2006	2005
Tasa de interés real	4.80%	4.80%
Incremento futuro de las pensiones y sueldos	5.34%	6.08%
Número de personas cubiertos por el plan	459	525

Al 31 de diciembre de 2006, contábamos con 653 (2005: 661) empleados activos, de los cuales 118 (2005:138) se encuentran cubiertos por el régimen de pensiones previsto en los contratos colectivos e individuales, mientras que los restantes 535 (2005: 523) se encuentran bajo el régimen contemplado en la Ley 100 de 1993. El cálculo actuarial cubre al personal activo (118), personal jubilado (292), rentas postmortem o sustituciones pensionales (34), cuotas partes a cargo de ISA (12) y personal contingente: personal retirado con 20 o más años de servicio (3).

Al 31 de diciembre de 2006 se encuentra amortizado el 84.21% (2005: 83.28%) de la obligación proyectada; el incremento del porcentaje de amortización fue del 0.93% de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 051 del 2003, en el cual se permite distribuir el porcentaje por amortizar del cálculo actuarial al 31 de diciembre de 2002, hasta el año 2023 en forma lineal. El movimiento del cálculo actuarial y del pasivo diferido, al 31 de diciembre de 2006, es el siguiente (cifras en millones de pesos):

	Obligación proyectada	Costo diferido	Pasivo neto
Saldo al 31 de diciembre de 2004	126,078	22,254	103,824
Más incremento del cálculo actuarial	8,371	828	7,543
(-) recuperación pensiones futuras			
Acto legislativo 001/05	(31,990)	(6,784)	(25,206)
Traslado de pasivo a XM obligación proyectada	(4,975)	-	(4,975)
Saldo al 31 de diciembre de 2005	97,484	16,298	81,186
Más incremento del cálculo actuarial	1,615	(646)	2,261
Saldo al 31 de diciembre de 2006	99,099	15,652	83,447

Durante el año se efectuaron pagos de mesadas por Col\$10,781 millones (2005: Col\$10,581 millones).

2. Beneficios extralegales otorgados por el emisor

Para la determinación del pasivo pensional incluimos los beneficios extralegales que reciben los pensionados, diferentes de los requeridos por normas legales. Esta práctica se adoptó, como medida de prudencia, desde el año 2005, procurando anticipar en este tema la aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad (NIC).

En la elaboración del cálculo se incluyeron los auxilios y beneficios extralegales por valor presente de Col\$33,860 millones, contemplados en los contratos colectivos e individuales a que tienen derecho los actuales y futuros pensionados en rubros como son: auxilio de educación, auxilio de salud (planes complementarios y auxilio para gastos de salud) y aportes a pensión; su cuantificación y su amortización fue la siguiente (en millones de pesos):

	Total pasivo 2006	Total pasivo 2005	Total amortizado Dic-06	Total amortizado Dic-05 año	Gasto
Cotización vejez	5,076	6,015	4,275	5,009	(734)
Auxilio de estudio	1,479	1,762	1,245	1,468	(223)
Auxilio de salud	27,305	21,202	22,993	17,657	5,336
Total	33,860	28,979	28,513	24,134	4,379
Porcentaje amortización			84.21%	83.28%	

El pasivo por los auxilios de salud se incrementó en un 28.8% debido a un cambio en la metodología para su cuantificación según normas internacionales.

La metodología de amortización de los auxilios y beneficios es la misma utilizada para amortización del pasivo pensional; al 31 de diciembre de 2006, los auxilios y beneficios se encuentran amortizados en un 84.21% (2005: 83.28%), con un incremento del 0.93% (incremento del porcentaje de amortización de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto N° 051 del 2003). Los registros contables se efectúan en cuentas independientes a las del cálculo actuarial. El saldo pendiente por amortizar se reconocerá hasta el año 2023 en forma lineal, acorde con el esquema de amortización del pasivo pensional aplicado por la Compañía (Ver nota 17 de nuestros estados financieros No consolidados).

3. Obligaciones laborales del emisor

Al 31 de diciembre, las obligaciones laborales comprendían (cifras en millones de pesos):

	2006	2005
Obligaciones laborales		
Cesantías e intereses	2,525	2,170
Vacaciones	1,287	1,260
Prima de vacaciones	2,077	2,142
Otros	37	13
Total obligaciones laborales	5,926	5,585
Menos porción de corto plazo	4,931	4,821
Obligaciones laborales de largo plazo	995	764

4. Cifras consolidadas.

De acuerdo con los contratos colectivos, nosotros y nuestras subordinadas TRANSELCA S.A. E.S.P. y XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. debemos pagar pensiones de jubilación a aquellos trabajadores que cumplan ciertos requisitos de edad y tiempo de servicio. Sin embargo, el Instituto de Seguros Sociales –ISS– y las compañías administradoras de pensiones han asumido la mayor porción de esta obligación.

El valor presente de la obligación por pensiones al 31 de diciembre del 2006 y 2005 fue determinado utilizando estudios actuariales de conformidad con regulaciones legales, y en especial con lo convenido en los contratos colectivos vigentes (Pacto y Convención). Las principales estimaciones utilizadas para el cálculo actuarial fueron las siguientes:

Detalle	2006			2005		
	ISA	TRANSELCA	XM	ISA	TRANSELCA	XM
Tasa de interés real	4.80%	4.80%	4.80%	4.80%	4.80%	4.80%
Incremento futuro de las pensiones y sueldos	5.34%	6.0%	5.34%	6.08%	6.08%	6.08%
Número de personas cubiertas por el plan	459	187	19	525	182	19

Al 31 de diciembre de 2006 se encuentra amortizado el 84.21% (2005: 83.28%) de la obligación proyectada; el incremento del porcentaje de amortización fue del 0.93% de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto N° 051 del 2003, en el cual se permite distribuir el porcentaje por amortizar del cálculo actuarial al 31 de diciembre de 2002, hasta el año 2023 en forma lineal.

El movimiento del cálculo actuarial y del pasivo diferido, al 31 de diciembre, es el siguiente (cifras en millones de pesos):

	Obligación proyectada	Costo diferido	Pasivo neto
Saldo al 31 de diciembre de 2004	187,089	39,081	148,008
Menos disminución en el cálculo actuarial y pagos de pensión	-7,162	2,817	-9,979
Traslado de pasivo a XM S.A. E.S.P. obligación proyectada	-4,975	-	-4,975
Disminución costo diferido efecto Acto Legislativo N° 001/2005		-4,298	4,298
Disminución cálculo actuarial - Ajuste XM S.A. E.S.P.	-4,489	-1,661	-2,828
Amortización pensiones de jubilación	-	-9,737	9,737
Pagos de pensión	-17,006	-	-17,006
Saldo al 31 de diciembre de 2005	153,457	26,202	127,255
Incremento cálculo actuarial	6,679	-3,315	9,994
Gasto pensiones jubilación año			17,443
Total gastos pensional en resultados			27,437
Pagos de pensiones			-17,443
Saldo al 31 de diciembre de 2006	160,136	22,887	137,249

(Ver nota 16 de nuestros Estados Financieros Consolidados).

Por otra parte, al 31 de diciembre las obligaciones laborales consolidadas comprendían (cifras en millones de pesos):

	2006	2005
Obligaciones laborales		
Cesantías e intereses	4,180	6,674
Vacaciones	18,904	3,577
Prestaciones extralegales	11,222	3,136
Otros	815	(1,538)
Total obligaciones laborales	35,121	11,849
Menos porción de largo plazo	1,135	869
Obligaciones laborales de corto plazo	33,986	10,980

E. IMPACTO DE LA INFLACIÓN Y DE LAS FLUCTUACIONES EN EL TIPO DE CAMBIO.

Nuestros resultados operacionales y condición financiera están afectados por fluctuaciones en el tipo de cambio y cambios en las tasa de interés. Sin embargo, dichos resultados operacionales y condición financiera no están afectados significativamente por la inflación, debido a mecanismos de ajuste a los que nuestros Ingresos Regulados están sujetos, esta situación se presenta si se tiene en cuenta que normalmente existe una alta correlación entre el comportamiento del IPP al que están indexados nuestros ingresos y el comportamiento del IPC al que están indexados algunos de nuestros gastos. A 30 de septiembre de 2007, del total de nuestra deuda consolidada tuvimos Col\$3,063.08 miles de millones de deuda denominada en moneda extranjera y Col\$1,430.94 miles de millones de deuda denominada en pesos colombianos, ajustadas con base en cambios en la TRM.

Nuestras obligaciones de deuda denominadas en moneda extranjera disminuyeron sobre una base de pesos colombianos en 2004, 2005, 2006 y los primeros nueve meses de 2007, debido a la revaluación del peso colombiano frente al dólar estadounidense durante esos periodos.

En la medida en que incurramos en deuda adicional con tasas de interés que estén influidas directamente por las políticas monetarias de Colombia, los aumentos en las tasas de interés en Colombia podrían tener un impacto adverso sobre nuestros gastos por intereses y, en consecuencia, en nuestros ingresos netos (Ver “Capítulo 7 – Información sobre riesgos del emisor - *Una parte sustancial de nuestros ingresos consolidados está denominada en pesos colombianos, mientras que una parte considerable de nuestro endeudamiento consolidado está denominada en dólares estadounidenses y, por tanto, somos altamente dependientes de las condiciones económicas y políticas de Colombia*”). Tenemos inversiones significativas en instrumentos financieros y depósitos bancarios con tasas que reciben la influencia directa de las políticas monetarias de Colombia. Por tanto, aumentos en las tasas de interés en Colombia pueden aumentar nuestros ingresos financieros, compensando con ello una parte del aumento en nuestros gastos financieros (Ver notas 3.3 y 23 de nuestros Estados Financieros Consolidados a diciembre 31 de 2006).

Si se tiene en cuenta que normalmente existe una alta correlación entre el comportamiento del IPP al que están indexados nuestros ingresos y el comportamiento del IPC al que están indexados algunos de nuestros gastos, puede decirse que la inflación de estos dos índices no afecta significativamente nuestra condición financiera y resultados de las operaciones. Aunque algunos de nuestros costos operacionales incrementan por aumentos en la inflación, tales aumentos son

compensados y en algunos casos contrarrestados con los ajustes de nuestros ingresos regulados. Sin embargo, este ajuste podría no darse si desaparece total o parcialmente la correlación entre el IPC y el IPP en la economía colombiana o si existen diferencias temporales entre el momento en que incurrimos en costos incrementados y el momento en que recibimos los ingresos incrementados después del ajuste periódico de nuestros ingresos regulados.

La tabla siguiente muestra la tasa de inflación en Colombia para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2007, y los años con cierre a 31 de diciembre de 2006, 2005 y 2004.

	Con cierre a septiembre 30	Año con cierre a diciembre 31,		
	2007	2004	2005	2006
Inflación	4.67%	5.50%	4.85%	4.48%

Fuente: DANE

Por otra parte, a 30 de septiembre de 2007, teníamos Col\$3,063.08 miles de millones de obligaciones financieras denominadas en monedas extranjeras (principalmente dólares estadounidenses (39.12%% del total de nuestras obligaciones financieras) y reales brasileños (28.00%% del total de nuestras obligaciones financieras)). Adicionalmente, aproximadamente 47.69% del total de nuestros activos y 55.19% del total de nuestros ingresos está denominado en reales brasileños. Históricamente, no hemos cubierto nuestra exposición en moneda extranjera y en 2004 y 2005 tuvimos pérdidas cambiarias netas de Col\$41.80 miles de millones y Col\$24.14 miles de millones, respectivamente, como consecuencia de la depreciación del peso colombiano durante esos años.

Por otra parte, compramos equipo de proveedores extranjeros y por tanto, debemos pagar sumas significativas cada año en monedas diferentes al peso colombiano, principalmente en dólares estadounidenses y euros. Teniendo en cuenta nuestro plan de inversiones actual, que puede ser revisado en el futuro, hemos estimado que aproximadamente 20% de nuestros gastos de capital en el 2007 serán efectuados en dólares y euros. Por tal razón, las fluctuaciones en el tipo de cambio en los países en los que operamos hará que el valor en moneda local de dichos gastos fluctúe

En septiembre 30 de 2007, el impacto de las fluctuaciones en las tasas de cambio resultó en una pérdida de Col\$16,398 millones, comparada con una utilidad de Col\$14,997 millones en el mismo periodo del año 2006.

Instrumentos de cobertura.

Para mitigar apropiadamente los efectos producidos por la incertidumbre de las variaciones cambiarias y de tasas de interés en sus resultados financieros, la Empresa ejecuta de manera sistemática su estrategia de cobertura de riesgos, mediante la cual se reduce la variabilidad en los flujos de caja asociados al servicio de la deuda.

. Con relación al impacto por la variación del IPP, la Empresa emite deuda indexada al IPC (Bonos), obteniendo así una cobertura importante en su estado de resultados siempre y cuando se conserve la correlación existente entre IPC e IPP.

Durante el período 2006 se avanzó en el Proyecto de Gestión de Activos y Pasivos –GAP– para las empresas del Grupo ISA, el cual permite identificar, en un horizonte de tres años, la Utilidad en Riesgo –EaR– y el Flujo de Caja en Riesgo –CFaR–, producto de los cambios en las variables macroeconómicas a las que se encuentran expuestas las empresas en los diferentes países donde

operan. Esta herramienta de gestión minimiza la exposición a los riesgos asociados a la volatilidad de las variables macroeconómicas en ISA y sus filiales.

Adicionalmente, hemos manejado los riesgos de fluctuaciones en el tipo de cambio y de tasas de interés a través de nuestra participación en los mercados de capitales locales de Colombia y Perú, y haciendo una cobertura parcial de nuestra exposición en dólares en Brasil. Creemos que esta estrategia de manejo de riesgos ha mejorado nuestra estructura de deuda y el perfil de riesgo de la compañía. A septiembre 30 de 2007 teníamos un contrato forward con tasa de cambio reales brasileños-dólares estadounidenses y pesos colombianos-dólares estadounidenses, por Col\$ 47.45 miles de millones y swaps de moneda reales brasileños-dólares estadounidenses por Col\$1,120.85 miles de millones.

Particularmente, el 12 de febrero de 2007, ISA Capital celebró contratos swap con afiliadas de ABN Amro Bank N.V. y JPMorgan Securities Inc. para cubrir la exposición en dólares bajo las Ofertas de Bonos de ISA Capital. Los valores nominales de estos contratos totalizaron U.S.\$554 millones, y los vencimientos coinciden con los de las Ofertas de Bonos de ISA Capital (5 y 10 años a partir de diciembre 29 de 2007). Bajo estos contratos, al vencimiento de los bonos, ISA Capital pagará el capital de los bonos en reales brasileños convertidos a la tasa de cambio de R\$2.1170 por U.S.\$1.00, ajustada por inflación basándose en el I-GPM más un "spread". A septiembre 30 de 2007, el valor razonable de dichos contratos swap fue una pérdida de R\$206.2 millones (equivalente a \$ 227.20 miles de millones), todo lo cual fue registrado en otros pasivos no corrientes en nuestro balance consolidado. Los swaps celebrados por ISA Capital no cubren su obligación de pagar intereses bajo las Ofertas de Bonos de ISA Capital. ISA Capital celebró contratos forward para cubrir su exposición en dólares respecto de los dos primeros pagos de intereses bajo las ofertas de bonos en julio 30 de 2007 y enero 30 de 2008. Sin embargo, ningún otro pago de intereses bajo las Ofertas de Bonos de ISA Capital ha sido cubierto. ISA Capital espera cubrirlos si las condiciones de mercado son favorables pero no se puede asegurar que tal exposición va a ser mitigada en el futuro.

F. PRÉSTAMOS E INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA.

1. Obligaciones financieras en moneda extranjera.

Cifras del emisor.

El saldo de las obligaciones financieras en moneda extranjera del emisor al 31 de diciembre de 2006, esta conformado así (cifras en millones de pesos):

Líneas de crédito	Moneda	Tasa de Interés	2006	2005	Fecha último pago
BID 195 IC/CO	UAV	7.42%	155	35,709	18-Dic-06*
Medio Crédito Centrale	ITL	Tasa Fija 1.75%	12,542	14,704	19-Jun-10
BIRF-3954-CO	U.S.\$	Tasa Fija Tramos (6.32%)	14,036	26,952	15-Feb-11
BIRF-3955-CO	U.S.\$	Libor 6 M + Spread	180,603	209,143	15-Oct-12
Banco Central del Perú					
Sucursal Panamá	U.S.\$	Libor 6 M + 1%	-	7,994	30-Dic-06
BNP Paribas	U.S.\$	Libor 6 M + 0.345%	73,325	-	20-Abr-17
ABN Amro/JP Morgan	U.S.\$	Libor 6 M + Spread	447,758	-	18-Jul-09

Total obligaciones financieras del exterior **728,418** **294,502**

* Saldo por diferencia tasa de cambio UAV

En marzo de 2006 comenzó el desembolso de recursos de procedencia alemana y brasilera para la financiación de bienes y suministros de las subestaciones; este crédito contaba hasta abril de 2007 con coberturas de riesgo político y comercial de la ECA alemana Euler Hermes y está contratado por U.S.\$37.8 millones a una tasa de Libor + 0.345% por diez (10) años; durante el 2006 se desembolsaron U.S.\$32.8 millones de este contrato.

El 17 de julio de 2006, realizamos un contrato de empréstito por valor de U.S.\$550 millones con los bancos ABN Amor y JP Morgan con el fin de adquirir el 50.1% de las Acciones Ordinarias de CTEEP a través de ISA Capital do Brasil. El 28 de diciembre de 2006, ISA prepagó un tramo de dicho préstamo por valor de U.S.\$350 millones; de esta forma la Compañía cumple con los compromisos pactados con las agencias calificadoras y los bancos prestamistas. El segundo tramo de dicho préstamo, por valor de U.S.\$200 millones, fue sindicado con diez (10) bancos locales e internacionales por parte de ABN Amro y JP Morgan, demostrando la credibilidad en ISA de cada uno de los bancos participantes en el proceso de sindicación.

Al 31 de diciembre de 2006, nuestras obligaciones financieras comprendían saldos en las siguientes monedas:

Moneda	Tasa de interés	Saldos en moneda origen (1)		Saldos en moneda local (millones)	
		2006	2005	2006	2005
U.S. dólar	Libor + Spread BIRF	319,691	106,859	715,721	244,090
Unidad de Cuenta	Tasa fija 7.42%	43	9,955	155	35,708
Euros (liras)	Tasa fija 1.75%	4,246	5,459	12,542	14,704
Col. pesos	DTF + 3.15% a DTF + 4.1%	336,638	16,000	336,638	16,000
				1,065,056	310,502

(1) Los valores en moneda origen diferentes al peso colombiano se encuentran expresados en miles.

Cifras consolidadas.

El saldo de obligaciones financieras en moneda extranjera del grupo al 31 de diciembre de 2006, está conformado así (cifras en millones de pesos):

Líneas de crédito	Moneda	Tasa de Interés	2006	2005
BIRF-3955-CO	U.S.\$	Libor + Spread	180,603	209,143
Banco Continental	U.S.\$	Libor + 3.75%	76,119	74,754
BID	U.S.\$	8.71%	116,245	70,816
CAF	U.S.\$	8.03%	-	52,532
IFC	U.S.\$	7.51% y 8.75%	44,769	49,584

BID 195 IC/CO	Unidad de Cuenta	7.42%	155	35,709
BIRF-3954-CO	U.S.\$	Tasa fija Tramos (6.32%)	14,036	26,952
FMO Holanda	U.S.\$	8.42% y 8.5%	17,969	19,948
Medio Credito Centrale	ITL	Tasa fija 1.75%	12,542	14,704
Banco Central del Perú, Sucursal Panamá		Libor 6M + 1%	-	7,994
Banco de Crédito- Perú	U.S.\$	Libor + 4%	5,469	6,599
Kreditanstalt Fur Wiederaufbau	U.S.\$	Libor + 1.5%	-	785
Bancolombia Panamá	U.S.\$	Libor + 5.75%	269	378
BNP Paribas (1)	U.S.\$	Libor 6 M + 0.345%	73,325	-
ABN Amro y JP Morgan	U.S.\$	Libor 6 M + Spread	447,757	-
Total obligaciones financieras del exterior			989,258	569,898

(1) Durante el año 2006, BNP Paribas desembolsó U.S.\$ 73,325 a la Matriz para la construcción de subestaciones, para los proyectos de las UPME'S 1 y 2 de 2003.

Al 31 de diciembre, las obligaciones financieras comprenden saldos en las siguientes monedas:

Moneda	Tasa de interés	Saldos en moneda origen (en miles)		Saldos en moneda local (en millones)	
		2006	2005	06	2005
U.S.Dolar	Libor + Spread BIRF	436,357	222,550	1,856,745	604,889
Unidad de Cuenta	Tasa fija 7.42%	43	9,955	155	35,709
Lira italiana	Tasa fija 1.75%	4,246	5,459	12,542	14,704
Col.peso	DTF + 3.15% a DTF + 4.1%	449,251	105,776	449,251	79,076
				2,318,693	734,378

2. Contratos de crédito significativos en moneda extranjera.

Algunos de los contratos de crédito en moneda extranjera más significativos suscritos por nosotros se describen a continuación:

(i) Contrato de crédito sindicado por U.S.\$550 millones, celebrado el 17 de julio de 2006 con el ABN Amro Bank N.V. y JP Morgan Chase Bank N.A., como prestamistas, modificado el 1 de diciembre de 2006. Los desembolsos bajo este contrato tienen una tasa de interés LIBOR ("London Interbank Offered Rate") más un margen de 0.75%, 0.85% ó 1% anual. La fecha de vencimiento es el 18 de julio de 2009. El tramo A de este crédito por U.S.\$ 350 millones, se pagó con los recursos obtenidos del pago de un crédito otorgado a ISA Capital que fue otorgado a esta filial para la adquisición del 21.00% de participación en el capital de CTEEP. ISA Capital a su turno pagó dicho crédito con los recursos obtenidos de sus dos ofertas de bonos.

(ii) El Contrato de Crédito Subordinado ISA celebrado el 29 de diciembre de 2006 por una suma de hasta U.S.\$182 millones con ABN Amor Bank N.V. y JPMorgan Chase Bank, N.A., como prestamistas. Los préstamos bajo esta línea de crédito generan intereses a una tasa igual a (i) LIBOR, más (ii) un margen de 2.50% anual. El vencimiento final de este crédito es 29 de agosto de 2007. Usamos el dinero proveniente de esta línea de crédito para financiar una parte de nuestras obligaciones de pago relacionadas con la adquisición de nuestra participación de 37.46% en la propiedad de CTEEP. Nos comprometimos a pagar este crédito con los recursos obtenidos de alguna deuda o emisión que hiciéramos antes del vencimiento final. Los prestamistas aceptaron estar subordinados en derechos de pago a las obligaciones con los prestamistas bajo el contrato de crédito sindicado por U.S.\$550 millones, celebrado el 17 de julio de 2006.

(iii) Contrato de Empréstito relacionado con el Proyecto de Desarrollo del Mercado de Energía, suscrito entre el Banco Internacional de Reconstrucción y Desarrollo, como prestamista, nosotros, como prestatarios, y la República de Colombia, como garante, con fecha 26 de marzo de 1996, o el Primer Préstamo del BID. El monto total prestado bajo esta línea de crédito fue de U.S.\$104.3 millones con una tasa de interés vinculada al Costo de Préstamos Calificados más un margen de 0.5%. La fecha final de pago está programada para el 15 de agosto de 2012.

(iv) Contrato de Empréstito (Préstamo en Moneda Única con Tasa Flotante) suscrito entre el Banco Internacional de Reconstrucción y Desarrollo, como prestamista, nosotros, como prestatarios, y la República de Colombia, como garante, con fecha 26 de marzo de 1996. El monto total prestado bajo esta línea de crédito fue U.S.\$145 millones con una tasa de interés LIBOR más un margen de 0,5% menos el margen promedio ponderado por debajo (o por encima) de la tasa LIBOR para depósitos de seis meses respecto de los pasivos euro-dólar del prestamista requeridos para financiar nuestro crédito. El vencimiento final de este préstamo es el 15 de octubre de 2012.

(v) Contrato de Empréstito suscrito entre BNP Paribas, como prestamista, y nosotros, como prestatarios, con fecha 3 de noviembre de 2005 en conexión con la financiación de suministros importados para la construcción de subestaciones de los proyectos UPME 01-2003 y UPME 02-2003. Los préstamos bajo esta línea de crédito fueron U.S.\$33,949,000 (préstamo parte A) y EUR3,252,950 (préstamo parte B) con fondos suministrados por Euler Hermes Kreditversicherungs-Aktiengesellschaft. La línea de crédito tiene intereses a una tasa LIBOR (6 meses) más un margen de 0.35% anual. El vencimiento final de esta línea de crédito es de 10 años contados a partir de la fecha de suscripción.

(vi) Convención Financiera suscrita entre el Instituto Centrale per il Credito a Medio Termine - Mediocredito Centrale, como prestamista, y nosotros, como prestatarios, con fecha 30 de enero de 1990. Esta línea de crédito se suscribió originalmente por un monto total hasta de 35,230 millones de liras italianas, y desde junio de 2001 fue convertido a Euros por el monto pendiente de EUR\$10.92 millones. La línea de crédito tiene una tasa de interés de 1,75% anual, pagaderos al final de cada periodo de seis meses a partir de cada desembolso que se haga bajo el préstamo. El propósito de esta línea de crédito es financiar los bienes y servicios italianos en relación con el proyecto de expansión de las subestaciones eléctricas de San Carlos, Cerromatoso, Chinú y Sabanalarga. La República de Colombia garantizó el pago de U.S.\$20.50 millones. El vencimiento final de este préstamo es el 19 de junio de 2010.

3. Inversiones en moneda extranjera.

Al 31 de diciembre, teníamos los siguientes activos en moneda extranjera expresados en miles de dólares americanos equivalentes, dentro de los cuales se destaca la cifra de inversiones (cifras no consolidadas):

	2006	2005
Activos		

Activo corriente		
Efectivo	1,022	4,038
Inversiones en renta fija	5,119	7,223
Cuentas por cobrar	12,182	15,590
Total activo corriente	18,323	26,851
Activo no corriente		
Inversiones en moneda extranjera	291,147	62,821
Total activo no corriente	291,147	62,821
Total activos	309,470	89,672

4. Instrumentos de cobertura.

Ver “E. Impacto de la inflación y de las fluctuaciones en el tipo de cambio – *Instrumentos de cobertura*”.

G. RESTRICCIONES ACORDADAS CON LAS SUBORDINADAS PARA TRANSFERIR RECURSOS A LA SOCIEDAD.

Si bien no se trata de restricciones acordadas, a continuación encontrará el listado de los contratos de crédito suscritos por nuestras subordinadas en los que se limita su capacidad para distribuir dividendos en nuestro favor:

ISA CAPITAL.

El 29 de enero de 2007, ISA Capital realizó dos ofertas concurrentes (Regla 144A/Regulación S) de bonos senior por un monto total de U.S.\$554 Millones, o las Ofertas de Bonos de ISA Capital. El vencimiento de los bonos correspondientes a las dos emisiones está previsto para los años 2012 y 2017. Las Ofertas de Bonos de ISA Capital están garantizadas con una prenda de primer grado sobre aproximadamente 55.92 millones de Acciones Ordinarias de CTEEP de propiedad de ISA Capital. Los documentos (*indentures*) que gobiernan dichas emisiones contienen compromisos que restringen la capacidad de ISA Capital para pagar dividendos al emisor hasta que los bonos sean pagados completamente, salvo en ciertos eventos específicos.

REP

El 1 de diciembre de 2006, REP celebró un contrato de crédito con el Banco de Crédito del Perú, quien actuó como prestamista, por una suma de hasta U.S.\$ 34 millones. Este contrato establece ciertos compromisos y restricciones que incluyen la limitación a la distribución de dividendos. La fecha de vencimiento del crédito es el 1 de diciembre de 2016.

Dicha restricción es aplicable igualmente en virtud de las ofertas de bonos llevadas a cabo por REP a partir del año 2003.

ISA PERÚ

Los siguientes contratos de crédito celebrados por ISA Perú contienen compromisos que restringen su capacidad para distribuir dividendos a la matriz, para cuya entrega se requiere obtener el waiver correspondiente por parte de la entidad financiera, una vez cumplido los requerimientos contractuales:

(i) Contrato de crédito celebrado con la Corporación Internacional de Financiamiento (“IFC”) de fecha junio 24 de 2002, por una suma de hasta U.S.\$18 millones. El vencimiento de este crédito es el 15 de abril de 2016. El 17 de diciembre de 2002, las partes celebraron un Otrosí al contrato, según el cual la

IFC se comprometió a desembolsar la suma de U.S.\$8 millones. La fecha de vencimiento de este segundo desembolso es el 15 de octubre de 2011, y se le aplican los mismos compromisos adquiridos en razón del desembolso inicial.

(ii) Contrato de crédito celebrado con Nederlandse Financierings Maatschappij Loo Oontwikkelingslanden N.V. – FMO, de fecha junio 24 de 2002, por una suma de Col\$10.50 millones, que condiciona el pago de dividendos al cumplimiento de determinados ratios financieros. El vencimiento de este crédito es el 15 de abril de 2014.

(iii) Contrato de crédito celebrado con el banco de Crédito del Perú-BCP de fecha julio 9 de 2003, por una suma de hasta U.S.\$4 millones. El vencimiento de este crédito es el 9 de julio de 2012.

El pasado 15 de octubre, ISA Perú realizó un repricing de la deuda con IFC, mediante el cual redujo su tasa de interes para el Tramo A de 8.70% a 6.10% anual. Adicionalmente, contrató un crédito con BBVA por valor de US 14 millones a un plazo de 8 años y tasa de interes Libor+1.45% para prepagar la deuda del Tramo B con IFC, el crédito con FMO y BCP.

ISA BOLIVIA

Los siguientes contratos de crédito celebrados por ISA Bolivia contienen compromisos que restringen su capacidad para distribuir dividendos a la matriz:

(i) Contrato de crédito celebrado entre el Banco Interamericano de Desarrollo, como prestamista, e ISA Bolivia, como prestatario, de fecha abril 29 de 2005 por una suma de hasta U.S.\$31 millones. El vencimiento de este crédito es el 15 de febrero de 2019.

(ii) Contrato de crédito celebrado entre la Corporación Andina de Fomento –CAF-, como prestamista, e ISA Bolivia, como prestatario, de fecha abril 29 de 2005 por una suma de hasta U.S.\$23 millones. El vencimiento de este crédito es el 15 de febrero de 2019.

Bajo los términos de los contratos de crédito celebrados por nuestras subordinadas en Perú y Bolivia en relación con la expansión o desarrollo de sus activos de transmisión de electricidad, la capacidad de dichas subordinadas para pagar dividendos y hacer otros repartos a nuestro favor ha sido restringida y sujeta a condiciones que incluyen alcanzar ciertos hitos en cuanto a terminación o cumplimiento de proyectos, cumplir con ciertos tests financieros y no haber ocurrido incumplimientos o eventos de incumplimiento.

H. INFORMACIÓN SOBRE EL NIVEL DE ENDEUDAMIENTO AL FINAL DE LOS 3 ÚLTIMOS EJERCICIOS FISCALES.

El nivel de endeudamiento de nuestro grupo al final de los de los 3 últimos ejercicios fiscales, se presenta en los siguientes cuadros:

1. Bonos en circulación.

Emisión (Millones Col\$)	Serie	Moneda	Plazo (Años)	Tasa de Interés (%)	Año Vencim iento	2004	2005	2006
Primera	B	Col\$	7	DTF + 3.4	2006	35,000	35,000	-
Segunda	A	Col\$	7	DTF + 2.4	2006	72,250	72,250	-
Segunda	B	Col\$	7	IPC + 10	2006	29,312	29,312	-
Segunda	C	Col\$	10	DTF + 2.5	2009	59,700	59,700	59,700

Segunda	D	Col\$	10	IPC+ 10	2009	30,879	30,879	30,879
Tercera	A	Col\$	10	IPC + 8.10	2011	130,000	130,000	130,000
Primera	C	Col\$	10	IPC + 7.5 AV	2012	35,000	35,000	35,000
Primera	C	Col\$	10	IPC + 7.5 TV	2012	62,000	62,000	62,000
Primera	A	Col\$	7	IPC + 7.0 TV	2009	16,000	16,000	16,000
Primera	A	Col\$	10	IPC + 6.14 TV	2011	50,000	50,000	50,000
Primera	B	Col\$	10	IPC + 6.95 TV	2016	50,000	50,000	50,000
Primera	A	U.S.\$	10	5.75	2013	71,693	66,658	58,005
Segunda	Única	U.S.\$	10	5.125	2013	52,787	48,823	46,471
Tercera	A	U.S.\$	12	7.75	2016	33,934	45,684	43,880
Tercera	A		12	7.625	2016	13,861	-	-
Quinta	A	U.S.\$	10	Libor + 2.56	2014	71,693	61,673	53,731
Programa Tramo 1		Col\$	7	IPC + 7	2011	100,000	100,000	100,000
Programa Tramo 2		Col\$	10	IPC + 7.3	2016	150,000	150,000	150,000
Programa Tramo 3		Col\$	15	IPC + 7.19	2019	108,865	108,865	108,865
Programa Tramo 4		Col\$	20	IPC + 4.58	2026	-	-	118,500
Programa Tramo 5		Col\$	7	IPC + 4.84	2013	-	-	110,000
Intereses Capitalizados						8,596	12,055	7,708
Total						1,181,570	1,163,899	1,230,739

2. Obligaciones Financieras.

Líneas de Crédito (Millones Col\$)	Mone da	Tasa de interés	2004	2005	2006
Obligaciones Financieras Nacionales					
ABN AMRO	Col\$	DTF + 0.85%	-	16,000	829,621
Banco Ganadero BBVA 07_200	Col\$	DTF + 5.5%	-	15,000	15,000
Citibank	Col\$	DTF + 1.70%	-	13,194	-
Davivienda 01_2002	Col\$	DTF + 4.05%	26,000	11,000	24,380
Corficolombiana	Col\$	DTF + 5.5%	12,000	8,000	4,000
Corfinsura (hoy Bancolombia)	Col\$	DTF + 4.3% a 5%	6,500	6,500	5,000
Banco de Occidente	U.S.\$	DTF + 5.5%	-	4,075	925
Banco de Crédito	Col\$	DTF + 5% a 5.75%	5,200	3,040	980
Ministerio de Hacienda	U.S.\$	Libor + 1.25%	4,914	2,816	920
Banco Conavi (hoy Bancolombia)	Col\$	DTF + 5%	2,000	1,600	-
Bancolombia	Col\$	DTF + 3.5% a 5.5%	10,800	667	61,642
FEN 10514	Col\$	DTF + 4.1%	20,400	-	-
Lloyds	Col\$	DTF + 2.75%	11,000	-	-
Banco Pupular	Col\$	DTF + 3.0%	10,300	-	-
Banco de Occidente	Col\$	DTF + 5.5%	10,149	-	-
Banco de Bogotá	Col\$	DTF + 5.5%	9,167	-	-
FEN	Col\$	DTF + 2.5% y 5.1%	7,216	-	-
Banco Santander	Col\$	DTF + 2.5%	5,000	-	-

Davivienda	Col\$	DTF + 0.24%	-	-	48,000
Davivienda	Col\$	DTF + 1.50%	-	-	22,000
BBVA	Col\$	DTF + 0.90%	-	-	96,638
BBVA	Col\$	DTF + 1.50%	-	-	100,000
Bancolombia	Col\$	DTF + 2.60%	-	-	70,686
Total Obligaciones Financieras Nacionales			140,646	81,892	1,279,792
Obligaciones Financieras del Exterior					
BIRF-3955-CO	U.S.\$	Libor 6M + Spread	243,348	209,143	180,603
Banco Continental	U.S.\$	Libor + 3.75%	89,690	74,754	76,119
BID	U.S.\$	8.71%	-	70,816	116,245
CAF	U.S.\$	8.03%	-	52,532	-
IFC	U.S.\$	7.51% y 8.75%	55,610	49,584	44,769
BID 195IC/CO	Unidad de Cuenta	7.42%	65,955	35,709	155
BIRF-3954-CO	U.S.\$	TF Tramos 6.32%	44,820	26,952	14,036
FMO Holanda	U.S.\$	8.42% y 8.5%	22,410	19,948	17,969
MEDIOCRECITO CENTRALE	EUR	TF 1.75%	21,696	14,704	12,542
Banco Central del Perú-Sucursal Panamá	U.S.\$	Libor 6M + 1%	-	7,994	-
Banco de Crédito del Perú	U.S.\$	Libor + 4%	7,967	6,599	5,469
Kreditanstalt Fur Wiederaufbau	U.S.\$	Libor + 1.55	2,640	785	-
Bancolombia Panamá	U.S.\$	Libor + 5.75%	477	378	269
BNP Paribas	U.S.\$	Libor + 6M + 0.345%	-	-	73,325
ABM_Amro y JP Morgan	U.S.\$	Libor + 6M + Spread	-	-	447,757
Total Obligaciones Financieras del Exterior			554,613	569,898	989,258
Operaciones de Cobertura			-	82,588	49,643
Total Obligaciones Financieras			695,259	734,378	2,318,693
(Menos) - Parte Corriente			192,621	142,652	1,070,829
Total a Largo Plazo			502,638	591,726	1,247,864

I. INFORMACIÓN SOBRE LOS CRÉDITOS O DEUDAS FISCALES QUE EL EMISOR MANTENGA EN EL ÚLTIMO EJERCICIO FISCAL.

Dentro de las cuentas del balance a 31 de diciembre de 2006, dentro de la cuenta “otros pasivos” se incluyen Col\$109,405 millones por concepto de impuestos diferidos (Ver nota 18 de nuestros Estados Financieros no consolidados).

Por otra parte, dentro de las cuentas de orden “Deudoras”, se incluye la cuenta “Deudoras fiscales”, que representa las diferencias existentes con la contabilidad, provenientes de la aplicación del sistema de ajustes integrales por inflación para efectos tributarios, y las diferencias en deducciones contables y fiscales en la determinación de la renta líquida (Ver nota 20 de nuestros Estados Financieros no consolidados).

J. INFORMACIÓN RELATIVA A LAS INVERSIONES EN CAPITAL QUE SE TENÍAN COMPROMETIDAS AL FINAL DEL ÚLTIMO EJERCICIO Y DEL ÚLTIMO TRIMESTRE REPORTADO, ASÍ COMO DEL DETALLE ASOCIADO A DICHAS INVERSIONES Y LA FUENTE DE FINANCIAMIENTO NECESARIA.

No hemos adquirido ningún compromiso en firme para la adquisición de inversiones futuras. Anticipamos efectuar, directamente y a través de nuestras subordinadas, gastos de capital hasta por Col\$3.10 billones durante el periodo de 2007 a 2011. Los gastos principales que se proyectan durante estos periodos y su modo de financiación se expusieron en el Capítulo IV – Información Financiera del Emisor – K. Principales Inversiones en curso de Realización y su Modo de Financiación.

K. EXPLICACIÓN DE LOS CAMBIOS IMPORTANTES OCURRIDOS EN LAS PRINCIPALES CUENTAS DEL BALANCE DEL ÚLTIMO EJERCICIO.

1. Respecto del emisor.

Las cuentas del balance que presentaron cambios importantes entre diciembre 31 de 2005 y diciembre 31 de 2006, fueron las siguientes:

Del activo:

- Inversiones permanentes: Esta cuenta pasó de registrar Col\$721,456 millones en el 2005, a Col\$1,354,130 millones en el 2006. La variación se debe principalmente a (i) nuestra participación del 99.99% en ISA Capital Do Brasil, vehículo de inversión mediante la cual se realizó inversión en CTEEP; (ii) a nuestra participación del 60% de la propiedad accionaria del Consorcio TransMantaro S.A., la cual se actualizará por el método de participación en el año 2007, y (iii) a la capitalización en FLYCOM Comunicaciones S.A. E.S.P. de cuentas por cobrar por Col\$40,614 millones, incrementando con esto nuestra participación del 75.04% al 97.18%.
- Diferidos y otros activos de largo plazo: Esta Cuenta pasó de Col\$ 143,510 millones en el 2005, a Col\$409,882 millones en el 2006, debido principalmente a (i) la inclusión dentro de los cargos diferidos, de los diseños y estudios para la construcción de los proyectos UPME Primavera-Bacatá y Primavera-Ocaña-Copey-Bolívar, con los cuales se mejora la interconexión eléctrica del país y se potencializa el desarrollo del mercado eléctrico regional en la Comunidad Andina de Naciones –CAN–, y (ii) al crédito mercantil por Col\$105,858 millones, generado en la compra del 60% del Consorcio TransMantaro S.A., y Col\$130,464 millones generado en la compra del 34.999% de TRANSELCA S.A. E.S.P. a través de una operación de intercambio de acciones con Ecopetrol.

De orden:

- Deudoras: Esta cuenta paso de Col\$ 1,411,011 millones en el 2005 a Col\$2,566,229 millones en el 2006, debido principalmente a la variación en la subcuenta “Deudoras Fiscales” por efecto de las diferencias existentes con la contabilidad, provenientes de la aplicación del sistema de ajustes integrales por inflación para efectos tributarios, y las diferencias en deducciones contables y fiscales en la determinación de la renta líquida.

Del pasivo:

- Obligaciones financieras a corto y largo plazo: Esta cuenta pasó de registrar Col\$88,525 millones y Col\$221,997 millones en el 2005 para el corto y largo plazo, respectivamente, a Col\$192,447 millones y Col\$872,609 millones en el 2006, como resultado de los siguientes hechos:

a. En marzo de 2006 comenzó el desembolso de recursos de procedencia alemana y brasilera para la financiación de bienes y suministros de las subestaciones; este crédito está contratado por U.S.\$37.8 millones a una tasa de Libor + 0.345% por diez (10) años; durante el 2006 se desembolsaron U.S.\$32.8 millones de este contrato.

b. El 17 de julio de 2006, ISA realizó un contrato de empréstito por valor de U.S.\$550 millones con los bancos ABN Amor y JP Morgan con el fin de adquirir el 50.1% de las Acciones Ordinarias de CTEEP a través de ISA Capital do Brasil. El 28 de diciembre de 2006, ISA prepagó un tramo de dicho préstamo por valor de U.S.\$350 millones. El segundo tramo de dicho préstamo, por valor de U.S.\$200 millones, fue sindicado con diez (10) bancos locales e internacionales por parte de ABN Amro y JP Morgan, demostrando la credibilidad en ISA de cada uno de los bancos participantes en el proceso de sindicación.

c. Adquirimos recursos a través de la banca comercial local, para cubrir flujo de caja.

- Cuentas por pagar (a largo plazo): Esta cuenta pasó de registrar Col\$110,397 millones en el 2005 a Col\$203,293 millones en el 2006, principalmente como resultado de la inclusión de Col\$198,609 millones (2005:Col\$132,405 millones) correspondientes a préstamos recibidos de TRANSELCA S.A. E.S.P. e Isa Capital Do Brasil.

Del patrimonio:

- Superávit de capital: La variación de esta cuenta, de Col\$350,545 millones en 2005 a Col\$665,164 millones en 2006, se debe a que durante el año 2006 se incrementó la prima en colocación de acciones en Col\$314,619 millones, correspondiente a la emisión de acciones de la compañía para el pago del 34.999% de las acciones de TRANSELCA S.A. E.S.P.

2. Respecto del grupo.

Las cuentas del balance que presentaron cambios importantes entre diciembre de 2005 y diciembre de 2006, fueron las siguientes:

Del Activo:

- Inversiones temporales: Esta cuenta pasó de Col\$115,414 millones en el 2005 a Col\$631,458 millones en el 2006, como resultado de la inclusión de Col\$526,970 millones de las aplicaciones financieras de CTEP, representadas en certificados de depósitos bancarios y fondos de inversión financiera. Esos saldos incluyen Col\$24,634 millones correspondientes a recursos provenientes de la venta de activos fijos considerados improductivos de la concesión.
- Inversiones permanentes: Esta cuenta pasó de Col\$42,863 millones en 2005 a Col\$289,792 millones en 2006, debido principalmente a los siguientes hechos:

a. La adquisición del 35% de las acciones de TRANSELCA S.A. E.S.P. a finales del año 2006, por lo tanto se empiezan a reconocer por método de participación y consolidación a partir del 1 de enero del 2007.

b. La participación del 60% de la propiedad accionaria del Consorcio Transmantaro S.A., la cual se actualizará por el método de participación y para fines de consolidación a partir del año 2007.

c. Acciones recibidas en dación de pago, trasladadas de otros activos en el 2006 de acuerdo con la nueva reglamentación de la Contaduría General de la Nación –CGN–. La valoración de estas inversiones se realiza con base en el valor intrínseco y se constituyen provisiones a que haya lugar como resultado de su comparación con el valor en libros. Al 31 de diciembre de 2006 la provisión asciende a Col\$ 4,812 millones.

- Deudores a corto y a largo plazo: Esta cuenta pasó en agregado, de \$328,003 millones en 2005, a Col\$961,334 millones en 2006, debido principalmente a lo siguiente:

a. El incremento en clientes por servicios de energía que refleja el reconocimiento en el consolidado de las cifras financieras de CTEEP.

b. La variación en la cuenta de clientes de Telecomunicaciones que a su vez se debe a que en diciembre de 2006, INTERNEXA recibió por parte de Comcel y Telmex Col\$ 41,968 millones por el Derecho Irrevocable de Uso sobre tres pares de Fibra Óptica, por un período de 20 años. Como contrapartida se reconoció un ingreso diferido, el cual será tenido en cuenta en los resultados durante dicho período.

c. El incremento del anticipo por Impuestos y Contribuciones que incluye tributos y contribuciones por compensar en CTEEP por valor de Col\$92,311 millones.

d. El incremento en cuentas por cobrar de CTEEP al Gobierno de Brasil por beneficios laborales - Ley 4819/58.

- Diferidos y otros activos a largo y a corto plazo: Esta Cuenta pasó de un monto agregado de Col\$895,664 millones en el 2005 a Col\$5'890,867 millones en el 2006, debido principalmente a lo siguiente:

a. Inclusión del impuesto diferido de la Matriz por Col\$110,805 millones y Col\$249,917 millones de CTEEP.

b. La variación en la cuenta de Derechos que corresponde a la inclusión de Derecho de CTEEP por valor de Col\$6,708,487 millones según contrato de concesión con el Gobierno de Brasil a través de ANEEL suscrito el 20 de junio de 2001, prorrogado por veinte (20) años a partir del 8 de julio de 1995, para explotación de servicio público de transmisión de energía eléctrica, incluyendo red básica e instalaciones de transmisión. De acuerdo con los artículos 63 y 64 del Decreto N° 41019 del 26 de febrero de 1957 de Brasil, los bienes y las instalaciones utilizadas en la transmisión son vinculados a esos servicios y no pueden ser retirados, vendidos, cedidos o dados en garantía hipotecaria sin previa y expresa autorización del Órgano Regulador. La Resolución N° 20/99 de la ANEEL reglamenta la desvinculación de bienes de las concesiones del servicio público de energía eléctrica, concediendo autorización previa para desvinculación de bienes improductivos a la concesión.

c. Reconocimiento del crédito mercantil por Col\$577,698 millones en compra de CTEP por ISA Capital Do Brasil, por Col\$105,858 millones generado en la compra del 60% del Consorcio TransMantaro S.A., y Col\$130,464 millones por la adquisición del 35% de TRANSELCA S.A. E.S.P. En la fecha de la adquisición de Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP –, ISA Capital Do Brasil registró un pasivo por BRL 186,018 miles (equivalentes a Col\$189,694 millones), correspondiente a su participación en el valor estimado de la contingencia

por beneficios del plan de complementación de retiro regido por la Ley 4819/58. La contrapartida de este pasivo es el crédito mercantil por hacer parte del precio de compra (Ver numeral 2 nota 14 de nuestros Estados Financieros Consolidados).

De orden:

- Deudoras: esta cuenta registro Col\$2,086,736 millones en el 2005, y Col\$3,229,866 millones en el 2006. La variación refleja las diferencias existentes con la contabilidad, provenientes de la aplicación del sistema de ajustes integrales por inflación para efectos tributarios, y las diferencias en deducciones contables y fiscales en la determinación de la renta líquida, por aplicación de la Resolución No. 364 de 2000.

Del pasivo:

- Obligaciones financieras a corto y a largo plazo: Estas cuentas pasaron, en agregado, de Col\$734,378 millones en el 2005, a Col\$2'318,693 millones en el 2006, principalmente como resultado de (i) el crédito en dólares obtenido por la subordinada ISA Capital Do Brasil, por valor de U.S.\$326 millones, con vencimiento en único pago el 19 de julio de 2007, obligación que fue prepagada con emisión de bonos realizada en enero de 2007; (ii) la adquisición de recursos por la Matriz a través de la banca comercial local para flujo de caja, y (iii) el desembolso durante el año 2006 por parte de BNP Paribas, de U.S.\$ 73,325 a la Matriz para la construcción de subestaciones, para los proyectos de las UPME 'S 1 y 2 de 2003.
- Cuentas por pagar a corto y a largo plazo: Estas cuentas pasaron, en agregado, de Col\$227,088 millones en el 2005, a Col\$1,060,175 millones en el 2006, principalmente como resultado de lo siguiente:

a. La subordinada ISA Capital Do Brasil S.A., de acuerdo con el contrato de compraventa de acciones de la Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista –CTEEP–, objeto de la subasta de privatización, se comprometió a complementar el pago del precio de compraventa en caso de que CTEEP quede exonerada de las cargas relacionadas a los complementos de los pagos al plan de jubilación previsto en la Ley N° 4819/58 de Brasil, actualmente en discusión judicial. Este valor está provisionado en los Estados Financieros con su correspondiente contrapartida en crédito mercantil.

b. El aumento de la cuenta acreedores que incluye Col\$338,390 millones de la subordinada CTEEP, de los cuales Col\$233,058 millones corresponden a los saldos de deudas actuariales con la Fundación CESP alusivos a los planes de Beneficio Suplementario Proporcional Saldado –BSPS–, con vencimientos mensuales y términos previstos para septiembre y noviembre de 2017.

c. Un aumento en la cuenta de dividendos que incluye los dividendos de la Matriz por Col\$28,810 millones, decretados por la Asamblea Ordinaria de Accionistas celebrada en el mes de marzo de 2006, y Col\$78,057 millones que corresponden a dividendos por distribuir, propuestos por la administración de CTEEP frente a la utilidad del ejercicio 2006, previa depuración acorde con las normas brasileñas.

- Pasivos estimados y provisiones a corto y a largo plazo: Estas cuentas pasaron, en agregado, de Col\$228,076 millones en el 2005, a Col\$957,748 millones en el 2006, principalmente como resultado de lo siguiente:

a. La subordinada Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista –CTEEP–, que contaba con 2,736 empleados al 31 de octubre de 2006, aprobó el Programa de Desvinculación Voluntario –PDV– con periodo de adhesión del 21 al 30 de noviembre, obteniendo 1,534 adhesiones. Hubo 323 retiros de empleados hasta el 31 de diciembre de 2006 y el personal restante con adhesión durante el año 2007, hecho reflejado en los Estados Financieros como una provisión.

b. Contingencias en CTREP por responsabilidad sobre procesos laborales en la escisión con CESP –Compañía Energética de São Paulo– y de incorporación de la EPTE –Empresa Paulista de Transmisión de Energía Elétrica S.A. –, procesos fiscales IPTU, provisión efectuada para responder por las obligaciones con las alcaldías de São Paulo y São José dos Campos, y procesos INSE por no recoger contribuciones sobre remuneraciones pagadas a los empleados a título de vale-comida, merienda-matinal y cesta-básica, relativas al periodo de abril de 1999 a julio de 2001. Estas provisiones fueron calificadas, avaladas y registradas contablemente de acuerdo con el riesgo probable en CTREP.

c. Desde el año 2005, como medida de prudencia y anticipándose a la aplicación de Normas Internacionales de Información Financiera –NIIF –, la Compañía elaboró un estudio con una firma de actuarios especializados para determinar el pasivo de la Compañía sobre los beneficios convencionales que reciben los pensionados, diferentes a la mesada pensional. Su contabilización se registra en la cuenta “otros pasivos estimados y provisiones”.

Del patrimonio:

- Superávit de capital: La variación de esta cuenta, de Col\$350,545 millones en 2005 a Col\$665,164 millones en 2006, se debe a que durante el año 2006 se incrementó la prima e colocación de acciones en Col\$314,619 millones, correspondiente a la emisión de acciones de la compañía para el pago del 34.999% de las acciones de TRANSELCA S.A. E.S.P.

3. Tendencia general de las cuentas del balance en los tres (3) últimos ejercicios.

Respecto de la matriz:

En los últimos tres años, ISA ha incrementado significativamente sus activos orientada a sus expectativas de crecimiento y fortalecimiento del grupo empresarial en Latinoamérica. Para cumplir este propósito la compañía ha hecho uso de recursos financieros provenientes de los flujos de caja generados en su operación, y de recursos provenientes del mercado de capitales.

En este sentido se observa un crecimiento en el nivel de inversiones en sociedades, asociado a su vez con el crecimiento de los diferidos y otros activos fundamentalmente por los créditos mercantiles reconocidos en estas operaciones. De igual forma se da un incremento importante en activos fijos especialmente por las convocatorias UPME 1 y UPME 2 ganadas en los últimos años, permitiendo a su vez una optimización en la provisión de impuesto de renta por la deducción especial asociada a las inversiones en activos productivos.

Estas inversiones en ISA representan también un crecimiento en su resultado operacional proveniente de la remuneración de los nuevos activos y de la optimización de costos y gastos.

Frente al resultado no operacional la tendencia muestra un mejoramiento generado por los buenos resultados de las subordinadas y el impacto de la diferencia en cambio. En el año 2006 las decisiones de grupo asociadas al plan de retiro voluntario de CTREP, cuyo impacto se reconoció en su totalidad al cierre de 2006, generaron un incremento en la pérdida no operacional pero sus beneficios se esperan reconocer en periodos futuros, debido a que esta decisión mejora significativamente la eficiencia operacional de esta subordinada.

Adicionalmente se observa un crecimiento en el pasivo, concentrado especialmente en la deuda por emisión de bonos y contratación de obligaciones financieras manteniendo una alta calificación de riesgo crediticio.

Frente al patrimonio, en el año 2006 se da un crecimiento proveniente de la operación de intercambio con ECOPETROL de acciones de ISA por acciones de Transelca con la cual ECOPETROL adquirió el 5.78% de la propiedad de ISA.

Respecto del grupo:

En los últimos tres años, el grupo ISA ha incrementado de manera significativa su nivel de activos asociado en especial a la adquisición de inversiones en sociedades en las cuales ISA posee el control.

Este crecimiento, acorde a las expectativas de crecimiento y fortalecimiento del grupo en Latinoamérica se vé reflejado en cada una de las cuentas de los estados financieros al entrar línea a línea los estados financieros de las subordinadas de acuerdo con el proceso de la consolidación.

CAPÍTULO 6 – ESTADOS FINANCIEROS.

A. RESUMEN DE INFORMACIÓN FINANCIERA.

*Cifras de la deuda a corto plazo, deuda a largo plazo, deuda total:

BONOS EN CIRCULACIÓN

Emisión	2006	2005	2004
Total Bonos en circulación	815,652	728,061	724,602
Total bonos en circulación a Largo Plazo	815,652	585,627	724,602
Total bonos en circulación a Corto Plazo	0	142,434	0

OBLIGACIONES FINANCIERAS

Líneas de Crédito	2006	2005	2004
Total Obligaciones Financieras Nacionales	336,638	16,000	72,700
Total Obligaciones Financieras del exterior	728,418	294,502	375,819
Total Obligaciones Financieras	1,065,056	310,502	448,519
Menos – Porción Corto plazo	192,447	88,525	143,871
Total obligaciones Financieras a largo plazo	872,609	221,977	304,648
TOTAL DEUDA	2006	2005	2004
Total deuda Largo Plazo	1,688,261	807,604	1,029,250
Total deuda Corto Plazo	192,447	230,959	143,871
Total deuda	1,880,708	1,038,563	1,173,121

Para información adicional ver Informe Anual ISA 2006 Tomo II, paginas 76 y 77 e Informe Anual ISA 2005 Volumen 1, páginas 162 y 163.

* Endeudamiento a corto plazo, endeudamiento a largo plazo, endeudamiento total

CONCEPTOS	2006	2005	2004
Activo Corriente	237.245	305.524	377.392
Activo No corriente	5.638.588	4.223.935	4.148.160
Total Activo	5.875.833	4.529.459	4.525.552
Pasivo Corriente	340.557	469.446	510.723
Pasivo No Corriente	2.222.209	1.273.311	1.358.930
Total Pasivo	2.562.766	1.742.757	1.869.653
Endeudamiento a Corto Plazo Pasivo Corriente/Activo Total	5,80%	10,36%	11,29%
Endeudamiento a Largo Plazo Pasivo No Corriente/Activo Total	37,81%	28,11%	30,03%
Endeudamiento Total Pasivo/ Total Activo	43,61%	38,48%	41,31%

* Activos totales, patrimonio de los accionistas, utilidades netas, cuentas de orden contingentes:

CONCEPTOS	2006	2005	2004
Activos Total	5,875,833	4,529,459	4,525,552

Patrimonio de los Accionistas	3,313,067	2,786,702	2,655,899
Utilidad Neta	150,469	187,179	140,015
Cuentas de Orden Deudoras	2,566,229	1,411,011	1,148,907
Cuentas de Orden Acreedoras por contra	1,131,804	1,062,629	1,199,358

* Principales inversiones en otras sociedades por sector productivo y participación de la sociedad en el sector de su actividad principal:

Inversiones en el Sector Eléctrico	2006		2005		2004		Participación en el Sector de su Actividad Principal a 2006
	Participación de ISA		Participación de ISA		Participación de ISA		
	Acciones	%	Acciones	%	Acciones	%	
Transelca S.A. E.S.P.	2.589.653.311	99,9967	1.956.265.582	64,9978	1.956.265.582	64,9978	8.4% del STN Colombia
ISA Perú	18.586.446	28,0700	18.586.446	28,0700	18.586.446	28,0700	392 Km del Circuito Peruano
REP	21.648.000	30,0000	21.648.000	30,0000	21.648.000	30,0000	5,407 Km del Circuito Peruano
ISA Bolivia S.A.	95.638	51,0000	95.638	51,0000	95.638	51,0000	588 Km del circuito Boliviano
XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	14.789.000	99,7300	14.789.000	99,7300	0	0,0000	Opera el SIN - Administra MEN - Coordinar TIE
Isa Capital do Brasil S.A.	506.200.999	99,9999	0	0,0000	0	0,0000	Vehiculo de Inversión CTEEP el cual posee 18,264 Km de circuito en Brasil
Consorcio Transmantaro S.A.	92.973.755	60,0000	0	0,0000	0	0,0000	1,207 Km Circuito Perú

Inversiones en el Sector Telecomunicaciones	Participación de ISA		Participación de ISA		Participación de ISA		Participación en el Sector de su Actividad Principal a 2006
	Acciones	%	Acciones	%	Acciones	%	
Internexa S.A. E.S.P.	25.647.620	99,9998	25.647.620	99,9998	25.647.620	99,9998	Unico Portador de Portadores en Colombia

Información adicional ver Informe Anual ISA 2006 Tomo I, paginas 42 a la 49 y Tomo II paginas 67-68 e Informe Anual ISA 2005 Volumen 1, páginas 153 (Se anexan informes anuales).

B. ESTADOS FINANCIEROS BÁSICOS CORRESPONDIENTES A LOS TRES (3) ÚLTIMOS AÑOS.

Adjuntamos cuadro guía para la búsqueda de lo requerido en cada uno de nuestros informes anuales 2004, 2005 y 2006.

Informes Solicitados	Informe Anual ISA 2006 Tomo II	Informe Anual ISA 2005 Volumen 1
	Paginas	Paginas
Balance General	46 y 47	131 y 132
Estado de Ganancias y Perdidas	48	130
Estado de Cambios en la Situación Financiera	50 y 51	134 y 135
Estado de Cambios en el Patrimonio	49	133
Estado de flujos de efectivo	52	136
Certificación de los Estados Financieros	35	13
Notas a los Estados Financieros	57 -101	140 - 189
Informe de Gestión	8. - 32	54 -95

(Se anexan informes anuales).

C. BALANCE Y ESTADO DE RESULTADOS DEL EMISOR A CORTE DEL TRIMESTRE CALENDARIO INMEDIATAMENTE ANTERIOR A LA FECHA DE PRESENTACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN.

Presentamos Balance General y Estado de Resultados comparativos con corte a septiembre 30 de 2007 - 2006 y adjuntamos once (11) folios correspondientes a los formatos establecidos por la Superintendencia Financiera de Colombia, para el reporte de información financiera del tercer trimestre de 2007.

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. Y SUBORDINADAS
BALANCE GENERAL CONSOLIDADO
SEPTIEMBRE 2007 - SEPTIEMBRE 2006
(Valores expresados en millones de pesos colombianos)

	<u>SEPTIEMBRE</u> <u>2007</u>	<u>SEPTIEMBRE</u> <u>2006</u>
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo	381.655	930.997
Inversiones temporales	90.849	148.610
Deudores - neto	596.253	735.575
Inventarios	54.863	51.957
Diferidos y otros activos	113.473	50.670
Total Activo Corriente	1.237.093	1.917.809
ACTIVO NO CORRIENTE:		
Inversiones permanentes	41.641	34.845
Deudores - neto	496.922	334.164
Inventarios	56.543	35.365
Propiedades, planta y equipo - neto	3.469.735	3.230.778
Diferidos y otros activos	6.370.622	5.549.146
Valorizaciones	1.483.832	1.311.489
Total Activo No Corriente	11.919.295	10.495.787
Total activo	13.156.388	12.413.596
Cuentas de orden:		
Deudoras	3.194.563	2.215.658
Acreedoras por contra	1.902.652	1.915.153

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. Y SUBORDINADAS**BALANCE GENERAL CONSOLIDADO****SEPTIEMBRE 2007 - SEPTIEMBRE 2006****(Valores expresados en millones de pesos colombianos)****SEPTIEMBRE 2007 SEPTIEMBRE 2006****PASIVO Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS****PASIVO CORRIENTE :**

Bonos en circulacion	23,461	2,718
Obligaciones financieras	705,356	1,087,559
Cuentas por pagar	408,601	477,400
Obligaciones laborales	66,502	42,815
Pasivos estimados y provisiones	145,801	383,214
Otros pasivos	224,263	226,072

Total Pasivo Corriente**1,573,984 2,219,778****PASIVO A LARGO PLAZO :**

Bonos en circulacion	2,459,249	1,247,533
Obligaciones financieras	1,305,952	1,219,671
Cuentas por pagar	437,546	357,233
Obligaciones laborales	1,192	1,156
Pasivos estimados y provisiones	728,955	423,593
Otros pasivos	298,457	325,874

Total Pasivo No Corriente**5,231,351 3,575,060****TOTAL PASIVO****6,805,335 5,794,838****Interés Minoritario****2,997,777 3,734,336****PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS :**

Capital suscrito y pagado	34,016	32,084
Superavit de capital	665,165	350,546
Reservas	358,249	338,245
Resultado de ejercicios anteriores	-	-
Utilidad neta	179,850	182,900
Diferencia en cambio por conversión	(21,524)	51
Revalorización del patrimonio	721,472	652,539
Superávit por valorizaciones	1,298,876	1,133,947
Superavit por método de participación	117,172	194,110

Total patrimonio de los accionistas**3,353,276 2,884,422****Total Pasivo, Interes Minoritario y patrimoni****13,156,388 12,413,596****Cuentas de orden:**

Acreedoras	1,902,652	1,915,153
Deudoras por contra	3,194,563	2,215,658

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. Y SUBORDINADAS

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Al 31 de SEPTIEMBRE 2007 - SEPTIEMBRE 2006

(Valores expresados en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción que está expresada en pesos)

	<u>ACUMULADO A</u> <u>SEPTIEMBRE 2007</u>	<u>ACUMULADO A</u> <u>SEPTIEMBRE 2006</u>
INGRESOS OPERACIONALES		
Servicios de transmisión de energía	1,823,446	1,721,184
Cargos por conexión	167,876	174,453
Despacho y coordinación CND-MEM	21,543	22,191
Servicios MEM (STN, SIC, SDI)	18,331	16,881
Telecomunicaciones	77,772	79,307
Otros Ingresos Operacionales	7,122	7,012
Total ingresos operacionales	2,116,090	2,021,028
COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES		
Costos de operación	593,752	635,173
Gastos de administración	527,618	988,867
Total costos y gastos operacionales	1,121,370	1,624,040
Utilidad operacional	994,720	396,988
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		
Ingresos no operacionales	836,039	345,480
Gastos no operacionales	(878,697)	(380,687)
Pérdida no operacional	(42,658)	(35,207)
Utilidad antes de impuestos	952,062	361,781
Provisión impuesto de renta	(369,335)	(180,198)
Utilidad antes de interés minoritario	582,727	181,583
Interés Minoritario	402,877	(1,317)
Utilidad neta	179,850	182,900
Utilidad neta por acción	176	190

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
DE PROPÓSITO ESPECIAL**

NOTA 1: NATURALEZA Y OBJETO SOCIAL DE LA MATRIZ Y COMPAÑÍAS SUBORDINADAS

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. – ISA (Compañía Matriz)

Se constituyó como sociedad anónima por escritura pública No 3057, otorgada por la Notaría Octava del Círculo Notarial de Bogotá el 14 de septiembre de 1967.

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. – ISA -, es una Empresa de Servicios Públicos mixta, constituida como Sociedad Anónima, de carácter comercial, del orden nacional y vinculada al Ministerio de Minas y Energía, sometida al régimen jurídico establecido en la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994).

ISA 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.

Estados financieros de propósito especial

Los estados financieros de propósito especial han sido preparados para efectos de su inclusión en el prospecto de información requerido dentro del proceso de emisión de acciones de la Compañía, de acuerdo con las disposiciones establecidas por la Superintendencia Financiera de Colombia; acorde con lo anterior los estados financieros de propósito especial se presentan comparativos al 30 de septiembre de 2007 y 2006 y por los periodos de nueve meses terminados en esas fechas. Acorde con lo anterior, las revelaciones en notas a los estados financieros que se presentan no incluyen toda la información que se reporta como si se tratara de estados financieros de cierre del ejercicio, no obstante los estados financieros consolidados de propósito especial han sido preparados siguiendo las mismas políticas y principios contables que los utilizados en dichos estados financieros.

Grupo Empresarial

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 y su 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.-REP-, Interconexión Eléctrica ISA Bolivia S.A., XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., INTERNEXA S.A. E.S.P. y subsidiaria y FLYCOM Comunicaciones S.A. E.S.P.

A continuación se informa, en relación con las compañías subordinadas, la fecha de constitución, el objeto social, su domicilio principal y participación de la Matriz.

SUBORDINADAS DEL SECTOR DE ENERGÍA

ISA Capital Do Brasil S.A.

El 28 de abril de 2006 se constituyó ISA Capital Do Brasil S.A., como vehículo de inversión y como sociedad limitada, con sede en la ciudad de São Paulo; su objeto social comprende la participación en el capital de otras sociedades o en otras inversiones, en calidad de socio o accionista, en Joint Venture, miembro de consorcio o cualquier otra forma de colaboración empresarial. El 19 de septiembre de 2006 fue transformada en sociedad anónima de capital abierto. ISA tiene una participación del 99.99%.

A su vez, esta compañía es inversionista en la Companhia de Transmissão de Energía Eléctrica Paulista – CTEEP–, con una participación del 50.1% de las Acciones Ordinarias (21,1% del total de acciones, incluidas las preferenciales). En enero de 2007, mediante una Oferta Pública de Acciones –OPA- adquirió el 39.28% adicional de las Acciones Ordinarias de CTEEP, consolidando así la propiedad del 89.40% de ellas y el 37.46% del capital total de dicha empresa.

Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP–

Con sede en la ciudad de Sao Paulo, es una sociedad de capital abierto, autorizada a operar como concesionaria de servicio público de energía eléctrica. Tiene como actividades principales la planificación, la construcción y la operación de sistemas de transmisión de energía eléctrica, así como programas de investigación y desarrollo en los que tenga que ver transporte de energía y otras actividades correlacionadas a la tecnología disponible. Sus actividades son reglamentadas y fiscalizadas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL-.

En noviembre de 2006, el grupo ISA continuó su proceso de fortalecimiento en el mercado brasileiro al adjudicarse uno de los lotes de la subasta 005/2006-ANEEL- para la construcción y operación de una línea de transmisión a 500 kV con 172 kilómetros de extensión en el estado de Minas Gerais, en Brasil. Para lo cual, ISA constituyó en Brasil las empresas filiales Interligação Elétrica de Minas Gerais S.A. –IEMG- e Infra-Estruturas Do Brasil Ltda.

TRANSELCA S.A. E.S.P.

Empresa de servicios públicos mixta, constituida el 6 de julio de 1998 y dedicada a la prestación de los servicios de transmisión de energía, coordinación y control del Centro Regional de Despacho, conexión al Sistema de Transmisión Nacional y prestación de servicios de telecomunicaciones. El domicilio principal de la subordinada es la ciudad de Barranquilla y su término de duración es por tiempo indefinido. Para efectos de consolidación, durante el 2006 la Matriz fue propietaria del 65% del capital suscrito y pagado de esta sociedad. Al 30 de septiembre de 2007 la participación de la Matriz en esta sociedad es del 99.9967% del capital suscrito y pagado.

Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A.

Se constituyó el 16 de febrero de 2001. Su actividad principal es la transmisión de energía eléctrica, operación y mantenimiento de redes de transmisión. El domicilio legal es Lima, Perú. La Matriz es propietaria del 28.07% y la subordinada TRANSELCA S.A. E.S.P del 54.86%

Red de Energía del Perú S.A. – REP–

Se constituyó el 3 de julio de 2002, con la participación de la Matriz, TRANSELCA S.A.E.S.P y la Empresa de Energía de Bogotá –EEB-. Su finalidad es operar y brindar los servicios de mantenimiento de la infraestructura eléctrica de los Sistemas de Transmisión del Estado Peruano por un período de 30 años. El domicilio legal es Lima, Perú. La Matriz es propietaria del 30% y la subordinada TRANSELCA S.A.E.S.P del 30%.

Consorcio Transmantaro S.A.

Empresa transportadora de energía que interconecta la región del centro norte con la costa del sur peruano, constituida en Enero de 1998. El domicilio principal de la subordinada es la ciudad de Lima, Perú. El Consorcio Transmantaro S.A. interconecta los dos principales subsistemas de Transmisión del Perú entre el Valle del Mantaro y Socabaya, en Arequipa. Además. El 12 de diciembre de 2006, la Matriz adquirió el 60% de la propiedad accionaria de ésta compañía.

La concesión, con vigencia hasta el año 2031, fue adquirida luego de un proceso privado con Hidro Quebec Internacional, FSTQ (Fondo de Solidaridad de Trabajadores de Quebec), y con ETECEN, empresa del gobierno peruano.

Interconexión Eléctrica ISA Bolivia S.A.

Se constituyó mediante Escritura Pública Nº 666 del 14 de julio de 2003, bajo las leyes bolivianas. Su objeto social es el desarrollo de las actividades de transmisión de energía eléctrica; la construcción, operación y mantenimiento de redes de electricidad; el desarrollo de sistemas, actividades y servicios de telecomunicaciones; prestación integrada de servicios técnicos, administrativos y de consultoría así como toda actividad relacionada con éstos y/o que coadyuven a la realización de los fines de la Sociedad. Esta sociedad con sede en la ciudad de la Paz, inició operaciones el 17 de septiembre de 2005. La Matriz tiene una participación de directa del 51%, e indirecta a través de las subordinadas TRANSELCA S.A. E.S.P e INTERNEXA S.A. E.S.P., con el 48.99% y el 0.01%, respectivamente.

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

Se constituyó, mediante escritura pública Nº 1080 de la Notaría Única de Sabaneta (Antioquia) el 1 de septiembre de 2005, e inició operaciones el 1 de octubre como empresa de Servicios Públicos Mixta, del orden Nacional. La sociedad tiene por objeto el desarrollo de actividades relacionadas con la 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, así como la liquidación y administración de los cargos por uso de la red del sistema interconectado nacional y el desarrollo de actividades conexas o de valor agregado a su objeto social. La Matriz es propietaria del 99.73% del capital suscrito y pagado. El domicilio principal es la ciudad de Medellín.

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. –ISA-

El 24 de enero de 2007, con la creación de una sucursal de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. –ISA-, en Argentina, se dio el primer paso para participar en el mercado energético de dicho país. El trámite se efectuó ante la Inspección General de Justicia, organismo oficial que tiene a su cargo el Registro Público de Comercio. Dicha sucursal se creó debido a que las sociedades constituidas en el extranjero que quieran tener presencia de negocios en Argentina deben fijar un domicilio en el país.

SUBORDINADAS DEL SECTOR DE TELECOMUNICACIONES

INTERNEXA S.A. E.S.P.

Es una empresa de servicios públicos mixta, de nacionalidad colombiana, constituida el 4 de enero de 2000, dedicada a la organización, administración, comercialización y prestación de servicios de telecomunicaciones. Inició operaciones el 1 de enero de 2001, el domicilio principal es la ciudad de Medellín y su término de duración es por tiempo indefinido. La Matriz es propietaria del 99.9998%. Esta sociedad se encuentra en proceso de absorber mediante fusión a FLYCOM Comunicaciones S.A. E.S.P.

FLYCOM Comunicaciones S.A. E.S.P.

Es una empresa de servicios públicos de carácter comercial, constituida el 29 de noviembre de 1999. Su objeto principal es la prestación de servicios de comunicaciones, servicios de valor agregado y de telemática por cuenta propia o de terceros. Su domicilio principal es la ciudad de Medellín. Su duración legal se extiende hasta el 29 de noviembre del año 2049. El 14 de mayo de 2002, según consta en la escritura pública No 268 de la Notaría Única de Sabaneta (Antioquia), la subordinada cambió su razón social de Firtsmark Communications Colombia S.A. E.S.P. a FLYCOM Comunicaciones S.A. E.S.P. Esta sociedad se encuentra en proceso de fusionarse con Internexa S.A. E.S.P.

INTERNEXA S.A. E.S.P. PERÚ

Nueva filial de la Compañía que entraría a suministrar servicios de telecomunicaciones en el Perú. Fue constituida mediante escritura pública el 13 de octubre de 2006 y registrada ante la Superintendencia Nacional de los Registros Públicos el 3 noviembre del mismo año. Para la creación de la sociedad, la Compañía efectuó un aporte de capital por valor USD5,364 que le otorga una participación del 99.99%

NOTA 2: BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

2.1 CONSOLIDACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS

2.1.1 Principios de Consolidación

Los Estados Financieros Consolidados incluyen las cuentas de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. –ISA- (Matriz), ISA Capital do Brasil, 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. -REP-, Interconexión Eléctrica ISA Bolivia S.A., XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., INTERNEXA S.A. E.S.P. y FLYCOM Comunicaciones S.A. E.S.P., sociedades en las cuales la Matriz posee participación (en adelante las subordinadas). Todos los saldos y transacciones significativas entre la Matriz y las subordinadas fueron eliminados en la consolidación. La consolidación se realiza por el método de integración global y los intereses minoritarios correspondientes al patrimonio y los resultados del período son reconocidos y presentados en los Estados Financieros Consolidados.

Las inversiones en compañías subordinadas del exterior se registran con base en los Estados Financieros al cierre del periodo, homologados a las normas contables aplicables a la Matriz y convertidos a pesos colombianos, según la definición de moneda funcional y utilizando el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica como moneda patrón y según procedimientos descritos en la NIC 21.

A partir de 2007, como resultado de la aplicación de los criterios establecidos por las normas internacionales de contabilidad, las cuales vienen siendo adoptadas por la Contaduría General de la Nación, se estableció que la moneda funcional para la inversión en Brasil es el Real, teniendo

en cuenta que los flujos de caja originados por los ingresos de la compañía operadora son significativamente en Reales, no obstante la compañía holding creada como vehículo de inversión obtenga sus flujos de financiamiento en dólares. Acorde con lo anterior, se utiliza la metodología de tasa corriente (cuando la moneda local es la moneda funcional), la cual prevé llevar el efecto en el patrimonio de la filial, como resultados no realizados.

2.2 CLASIFICACIÓN DE ACTIVOS Y PASIVOS

Los activos y pasivos se clasifican según su destinación o su grado de realización, exigibilidad o liquidación, en términos de tiempo y valores.

Para tal efecto se entiende como activos o pasivos corrientes (corto plazo), aquellas sumas que serán realizables o exigibles en un plazo no mayor a un año.

2.3 AJUSTES POR INFLACIÓN

Hasta el 31 de diciembre de 2000, los activos y pasivos no monetarios y el patrimonio, con excepción de las cuentas de resultados y el superávit por valorizaciones de activos de la Matriz y sus subordinadas en Colombia, se actualizaban monetariamente en forma prospectiva mediante el uso de índices generales de precios al consumidor (porcentajes de ajuste del año gravable – PAAG-). Los ajustes respectivos se llevaban a la cuenta de corrección monetaria del estado de resultados. A partir del 1 de enero de 2001, La Contaduría General de la Nación, mediante Resolución No. 364 del 29 de noviembre de 2001, suspendió el sistema de ajustes integrales por inflación para efectos contables, sin reversar los ajustes por inflación contabilizados hasta el 31 de diciembre de 2000. Los ajustes integrales por inflación para efectos tributarios, fueron derogados por la Ley 1111 de 2006 a partir del año gravable 2007.

2.4 CONCEPTO DE MATERIALIDAD

El reconocimiento y presentación de los hechos económicos se hace de acuerdo con su importancia relativa.

Un hecho económico es material cuando debido a su naturaleza o cuantía, su conocimiento o desconocimiento, teniendo en cuenta las circunstancias, puede alterar significativamente las decisiones económicas de los usuarios de la información.

Al preparar los estados financieros, la materialidad para propósitos de presentación, se determinó aplicando un 5% con relación a: activo total, activo corriente, pasivo total, pasivo corriente, capital de trabajo, patrimonio, resultados del ejercicio, según corresponda.

NOTA 3: RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES.

Para la preparación y presentación de sus estados contables, y por disposición legal, se observa el marco conceptual y el modelo instrumental establecido por la Contaduría General de la Nación – CGN –, las disposiciones contables emitidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD, y otras normas aplicables.

A continuación se describen las principales políticas y prácticas adoptadas por el Grupo:

3.1 CONVERSIÓN DE TRANSACCIONES Y SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

Las transacciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en sus respectivas fechas. Al cierre de cada ejercicio, los saldos de las cuentas de activos y pasivos se ajustan a las tasas de cambio vigentes. En lo relativo a saldos de las cuentas

del activo, las diferencias en cambio se llevan a resultados, excepto por las inversiones patrimoniales, las cuales no se ajustan por diferencia en cambio a partir de septiembre de 2007, debido a que se actualizan a través del método de participación, de acuerdo con el concepto 20079-101592 de la Contaduría General de la Nación (Véase nota 3.3.2); el efecto de dicho cambio en los estados financieros al 30 de septiembre de 2007 fue un menor gasto en los resultados del ejercicio por valor de 81,830 millones.

En lo que tiene que ver con cuentas del pasivo, sólo se llevan a resultados las diferencias en cambio que no sean imputables a costos de adquisición de activos. Las diferencias en cambio son imputables a costo de adquisición de activos mientras dichos activos estén en construcción o instalación y hasta que se encuentren en condiciones de utilización.

3.2 EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Para propósitos de presentación del estado de flujos de efectivo, por su liquidez, las inversiones temporales con vencimiento original inferior a los noventa días se consideran equivalentes de efectivo.

3.3 INVERSIONES

Las inversiones se reconocen por su costo histórico y se actualizan atendiendo la intención de realización, la disponibilidad de información en el mercado y el grado de control que se tenga sobre el ente emisor, mediante la aplicación de metodologías que aproximen a su realidad económica. Entre los métodos para actualizar su valor están la cotización en bolsa, el valor presente neto para la determinación del precio de mercado o la rentabilidad interna del título, el método de participación patrimonial y el método del costo.

3.3.1 Inversiones temporales

Las inversiones de renta fija se registran en la Matriz inicialmente al costo y mensualmente se ajustan a la Tasa Interna de Retorno (TIR), con abono o cargo al estado de resultados de acuerdo con los parámetros establecidos por la Contaduría General de la Nación –CGN–.

3.3.2 Inversiones permanentes

Las inversiones permanentes de renta variable de compañías donde no se tiene el control y que no cotizan en bolsas de valores, se registran al costo. Si al cierre del ejercicio el valor intrínseco de las inversiones es superior o inferior a su valor en libros, se registra un abono a la cuenta de valorizaciones con una contrapartida al superávit por valorizaciones en el patrimonio, o una provisión con cargo al estado de resultados, respectivamente.

A partir de septiembre de 2007, según concepto 20079-101592, las inversiones patrimoniales en entidades controladas en el exterior se reconocen por el costo histórico, aplicando para su presentación en moneda legal, la Tasa Representativa de Mercado (TRM) de la fecha de la transacción. Estas inversiones se actualizan por el método de participación patrimonial y no son objeto de reconocimiento de ajuste por diferencia en cambio, toda vez que el método incorpora este concepto.

3.3.3 Instrumentos financieros derivados

Con el propósito de reducir la exposición a fluctuaciones en las tasas de cambio y tasas de interés de las obligaciones financieras con la banca comercial local e internacional, multilaterales y emisiones de bonos, el grupo recurre al uso de instrumentos derivados tales como swap, forward y opciones.

Según lo dispuesto por la Contaduría General de la Nación, a partir de Septiembre de 2007, los instrumentos derivados con fines de cobertura de activos, tanto el derecho como la obligación se actualizan con base en metodologías de reconocido valor técnico, las cuales deben garantizar, en la fecha de terminación del contrato, que la diferencia entre derechos y obligaciones corresponda al valor a recaudar, si el valor del derecho es mayor al de la obligación, o a girar, si el valor de la obligación es mayor al derecho.

Acorde con lo anterior, el grupo registra los derechos y obligaciones que surgen en los contratos y los muestra netos en el balance; el derecho corresponde al valor que la Empresa recibe de la contraparte y que compensa el efecto del riesgo cubierto, y la obligación es el compromiso que adquiere la empresa, por la operación de cobertura.

En su valuación, la Matriz y sus subordinadas han adoptado una política mediante la cual los contratos derivativos, realizados con propósitos de cobertura, son ajustados a su valor de acuerdo a las metodologías definidas por Superfinanciera, y el ajuste resultante es llevado a cuentas de resultados.

3.4 PROVISIÓN PARA CUENTAS DE DIFÍCIL COBRO

Al cierre de cada trimestre se revisa el riesgo asociado a la cartera de clientes y otros deudores con el fin de determinar las provisiones respectivas, las cuales contemplan porcentajes entre el 10% y 100% de acuerdo con el tipo de cartera, su vencimiento y las probabilidades de recuperación analizadas individualmente.

3.5 PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

Para la Matriz y las subordinadas en Colombia las propiedades, planta y equipo se contabilizan al costo, que en lo pertinente incluye: (a) gastos de financiación y diferencias en cambio sobre pasivos en moneda extranjera, gastos directos de operación y administración; la capitalización se efectúa hasta que los activos se encuentren en condiciones de utilización, y (b) hasta el año 2000, incluye ajustes por inflación sobre el costo, excluyendo diferencias en cambio capitalizadas y aquella porción de los intereses capitalizados que corresponde a la inflación.

La depreciación se calcula por el método de línea recta sobre el costo, con base en la vida útil estimada de los activos. Para efecto de los cálculos de depreciación, la siguiente es la vida útil estimada de los activos:

CLASE DE ACTIVO	VIDA ÚTIL
Edificaciones	50
Líneas de transmisión	40
Subestaciones	30
Fibra óptica	25
Maquinaria y equipo	15
Equipo de telecomunicaciones	15
Muebles, equipo de oficina, equipo de laboratorio	10
Equipo de comunicación	10
Equipo de transporte, tracción y elevación	10
Equipos Centro Nacional de Despacho (en promedio)	8
Equipo de computación y accesorios	5

Las erogaciones por el mantenimiento de estos activos se cargan a resultados, en tanto que las mejoras y adiciones que aumentan la rentabilidad del activo y/o aumentan la vida útil, se agregan al costo de los mismos.

3.6 DIFERIDOS Y OTROS ACTIVOS

Diferidos y otros activos comprenden gastos pagados por anticipado, cargos diferidos y otros activos. Los gastos pagados por anticipado incluyen principalmente partidas monetarias como primas de seguro e intereses, los cuales se amortizan con base en su causación.

Los cargos diferidos y otros activos incluyen créditos mercantiles por adquisición de inversiones permanentes, costos por la adquisición de software, servidumbres, estudios e investigaciones preliminares, impuesto de seguridad democrática, comisión en colocación de bonos, gastos de estructuración de deuda, costos de emisión de títulos, licencias y derechos, de los cuales se espera obtener beneficios económicos en períodos futuros. También incluye el impuesto diferido originado por diferencias temporales entre la utilidad contable y la renta fiscal.

El software es amortizado por el método de línea recta en un período máximo de tres (3) años, excepto el sistema integrado SAP que se está amortizando en diez (10) años. Los cargos por estudios e investigaciones son llevados a construcciones en curso cuando se define la viabilidad de un proyecto, de lo contrario son amortizados totalmente durante el período. Las servidumbres, comisión en colocación de bonos, gastos de estructuración de deuda, costos de emisión de títulos, licencias y derechos son amortizados por el método de línea recta durante los períodos en los cuales se espera percibir los beneficios.

A partir de septiembre de 2007, de acuerdo con la Contaduría General de la Nación, la vida útil de los intangibles puede ser indefinida o finita; es indefinida cuando no exista límite previsible al período que se espera que el activo genere beneficio económico futuro y finita cuando este período de generación de beneficios puede ser estimado. De acuerdo con lo anterior, al 30 de septiembre de 2007 el crédito mercantil fue considerado como de vida útil indefinida, dando lugar a reversar la amortización registrada durante el período y algunos cargos diferidos fueron amortizados por considerarse que su beneficio ya había sido generado; el efecto neto de lo anterior originó un mayor cargo a los resultados del período por valor de \$1,809 millones.

La subordinada FLYCOM, incluye en sus cargos diferidos todos los costos y gastos de constitución, organización y preparación incurridos por la Compañía hasta la fecha de iniciación de operaciones, proyectos en desarrollo, prima pagada en cesión de clientes y la corrección monetaria diferida débito originada en la parte proporcional del ajuste sobre el patrimonio, concerniente a los activos en período improductivo. Los costos y gastos de constitución se amortizan con base en el método de suma de los dígitos de los años ascendente en cinco (5) años, a partir del 1 de octubre de 2002, fecha en la cual comenzaron las operaciones.

Se registra igualmente impuesto diferido por otras diferencias entre los valores contables y/o fiscales, tal como se indica en la Nota 3.9.

3.7 VALORIZACIONES

Las valorizaciones, que forman parte del patrimonio incluyen:

3.7.1 El resultado de excesos sobre el costo neto en libros por la valoración económica de los principales componentes de propiedades, planta y equipo, determinada técnicamente por peritos independientes para el caso de bienes raíces, para el equipo de transporte de acuerdo con el valor de mercado, para los demás activos con base en estudios técnicos efectuados por funcionarios vinculados laboralmente a las Compañías del Grupo ISA. Los avalúos técnicos deben ser

efectuados al menos cada tres (3) años, o cuando situaciones en el mercado indiquen que los valores registrados pudieron haber cambiado significativamente.

3.7.2 El exceso del valor intrínseco de las inversiones permanentes sobre su costo neto.

3.8 IMPUESTO SOBRE LA RENTA E IMPUESTO DIFERIDO

La provisión del impuesto sobre la renta se determina realizando las depuraciones necesarias para calcular la renta gravable y es ajustado al cierre del año con base en disposiciones tributarias.

Se contabiliza como impuesto diferido crédito el valor correspondiente al menor impuesto corriente calculado durante el ejercicio, proveniente del exceso de depreciación y amortización fiscal sobre la contable, resultante de la aplicación de vidas útiles, métodos de depreciación y amortización fiscales diferentes a los contables.

El impuesto diferido débito representa las diferencias temporales que han generado un mayor valor del impuesto a la renta corriente; está representado básicamente por los ajustes por inflación fiscales sobre los activos no monetarios depreciables y amortizables, y en los saldos de las provisiones de cartera, pensiones de jubilación y beneficios de salud, educación y aportes de vejez a pensionados, entre otros.

De acuerdo con el concepto de la Contaduría General de la nación –CGN-, radicado No. 20061-57086 del 31 de enero de 2006, en el caso del impuesto diferido las empresas en Colombia son autónomas en la definición de las políticas contables relacionadas con este aspecto. En concordancia con lo anterior, la Matriz y sus subordinadas en Colombia, han considerado como diferencias temporales que dan lugar a la causación del impuesto diferido, los ajustes por inflación que se reconocen únicamente para fines tributarios sobre los activos fijos depreciables, en la medida que generan un mayor ingreso fiscal por corrección monetaria, el cual incrementa el valor por impuesto a pagar, y posteriormente se recupera en años subsiguientes, en la medida que se deprecia el activo fijo.

3.9 OBLIGACIONES LABORALES

Las obligaciones laborales del Grupo se ajustan al final de cada ejercicio con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes, y mensualmente se causan según los valores estimados. Anualmente, mediante estudio actuarial, se establece el valor del pasivo por pensiones de jubilación y de los beneficios futuros por salud, educación y aportes de vejez a pensionados. Los pagos de las pensiones son cargados directamente a resultados.

3.10 UTILIDAD NETA POR ACCIÓN

La utilidad neta por acción se calcula con base en el promedio ponderado de las acciones en circulación durante el periodo. A septiembre de 2007 y 2006 fueron 1,019,267,163 y 961,956,080 acciones respectivamente.

3.11 RECLASIFICACIONES A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Algunas cifras incluidas en los Estados Financieros Consolidados al 30 de septiembre de 2006, fueron reclasificadas para hacerlas comparables con la presentación de los estados financieros correspondientes al año 2007.

3.12 CUENTAS DE ORDEN

Las cuentas de orden están compuestas principalmente por los créditos contratados no desembolsados, administración de cuentas de terceros, administración del Sistema de Intercambios Comerciales -SIC- y administración de cuentas de cargos por uso del STN-LAC, activos totalmente depreciados, contingencias originadas en reclamaciones o demandas y las garantías otorgadas por los contratos de empréstitos suscritos. También incluyen las diferencias temporales y permanentes entre las partidas contables y fiscales, las primeras que razonablemente se revertirán en el tiempo, y las segundas que permitirán elaborar informes con propósito específico.

3.13 RECONOCIMIENTO DE INGRESOS, COSTOS Y GASTOS

Los ingresos, costos y gastos se registran con base en causación. Los ingresos generados en Colombia provenientes de la prestación de servicios se reconocen durante el período contractual o cuando se prestan los servicios.

Para ASIC y LAC, los ingresos regulados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, toma en consideración, entre otros aspectos, los costos en que incurre XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. por la prestación de los servicios, determinados sobre la base de los presupuestos anuales aprobados por dicho ente regulatorio. De acuerdo con lo anterior, y para efectos de lograr una adecuada asociación entre los ingresos y gastos del período, se registran como ingresos diferidos el valor de los ingresos equivalente a los costos y gastos no ejecutados durante el período, y los amortiza en el ejercicio siguiente, una vez los costos hayan sido incurridos.

3.14 USO DE ESTIMACIONES

Para la preparación de los Estados Financieros Consolidados, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, se requiere hacer ciertas estimaciones que afectan los montos de los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos reportados por dichos períodos. El resultado final podría diferir de estas estimaciones.

3.15 CONTINGENCIAS

Ciertas condiciones contingentes pueden existir a la fecha que los estados financieros sean emitidos, las cuales pueden resultar en una pérdida para la Compañía pero únicamente serán resueltas en el futuro cuando uno o más hechos sucedan o puedan ocurrir. Tales contingencias son estimadas por la gerencia y sus asesores legales. La estimación de las contingencias de pérdidas necesariamente envuelve un ejercicio de juicio y es materia de opinión. En la estimación de contingencia de pérdida en procesos legales que están pendientes contra la Compañía, los asesores legales evalúan, entre otros aspectos, los méritos de los reclamos, la jurisprudencia de los tribunales al respecto y el estado actual de los procesos.

Si la evaluación de la contingencia indica que es probable que una pérdida material ha ocurrido y el monto del pasivo puede ser estimado entonces es registrado en los estados financieros. Si la evaluación indica que una pérdida potencial no es probable pero es incierto el resultado, o es probable pero no puede ser estimado el monto de la pérdida, entonces la naturaleza de la contingencia es revelada en nota a los estados financieros con una estimación del rango probable de pérdida. Contingencias de pérdida estimadas como remotas generalmente no son reveladas.

D. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DEL EMISOR A CORTE DEL ÚLTIMO EJERCICIO ANUAL APROBADO.

Adjunto Informe anual Grupo ISA 2006 Tomo I, donde podrá observar la información requerida así:

Informes Solicitados	Informe Anual Grupo ISA 2006 Tomo I
	Paginas
Balance General	66 y 67
Estado de Ganancias y Perdidas	68
Estado de Cambios en la Situación Financiera	71 y 72
Estado de Cambios en el Patrimonio	69
Estado de flujos de efectivo	70
Certificación de los Estados Financieros	19
Notas a los Estados Financieros	77 - 123
Informe de Gestión	38 - 55
Dictamen del Revisor Fiscal	124 y 125

(Se anexan informes anuales).

CAPÍTULO 7 – INFORMACIÓN SOBRE RIESGOS DEL EMISOR.

Nuestro negocio, operaciones y condición financiera están expuestos a varios riesgos. Algunos de ellos se describen a continuación y ustedes deben tomarlos en cuenta para evaluarnos o evaluar cualquier decisión de inversión que nos involucre o para decidir si va a participar en la compra de las Acciones Ordinarias ofrecidas. Esta sección no describe todos los riesgos aplicables a nosotros, nuestra industria o negocio, y solamente pretende ser un resumen de ciertos factores sustanciales.

A. FACTORES MACROECONÓMICOS QUE AFECTEN LA RENTABILIDAD REAL DEL VALOR QUE SE OFRECE.

Tendencias económicas locales, regionales o de carácter mundial adversas, pueden afectar la economía de cualquiera de los países donde tenemos inversiones u operaciones.

Nuestras operaciones están localizadas en Colombia, Brasil, Bolivia y Perú. Si las tendencias económicas locales, regionales o de carácter mundial afectan adversamente la economía de cualquiera de los países donde tenemos inversiones u operaciones, especialmente Colombia o Brasil, nuestra condición financiera y resultados de las operaciones podrían afectarse adversamente.

Las tendencias económicas que afecten adversamente las economías de cualquier país emergente en la región de Sur América pueden afectar todos los países en la región y los valores de los emisores de dicha región. Así, las crisis que se presenten en otros países con mercados emergentes pueden disminuir el interés de los inversionistas por los valores que ofrezcan emisores que operan en Sur América, y hacer más difícil o incluso imposible para nosotros y nuestras subordinadas acceder en términos aceptables a los mercados de capitales para refinanciar nuestra deuda, financiar nuestras operaciones y el crecimiento de nuestro negocio en el futuro. Debido a las características de la industria de electricidad (que requiere importantes inversiones en activos operacionales) y a nuestras necesidades financieras, si el acceso a los mercados de capitales y de crédito es limitado, podemos enfrentar dificultades para completar nuestro plan de inversiones y para refinanciar nuestras obligaciones, lo cual puede afectar adversamente nuestro negocio, resultado de operaciones, condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos y efectuar otros repartos. Ver “Situaciones Relativas a los Países en que Opera el Emisor”, y “Factores Políticos, tales como Inestabilidad Social, Estado de Emergencia Económica, Etc”.

B. DEPENDENCIA EN PERSONAL CLAVE (ADMINISTRADORES).

Esta situación se encuentra identificada en nuestra compañía como componente del riesgo de “administración inadecuada del talento humano”, y para la gestión de este riesgo la empresa cuenta con diversas medidas de administración entre las que cabe mencionar la propuesta de asignación de recursos humanos a partir de la estrategia de crecimiento del grupo empresarial, el diseño y la implementación de la estructura de cuadros de reemplazo, y la definición y desarrollo del Plan de Formación Integral (PFI) para los empleados de la empresa. Por estas razones no evidenciamos en forma directa riesgos asociados a la dependencia de la compañía en personal clave de tal forma que puedan afectar el nivel de riesgo de la inversión en las Acciones Ordinarias que se ofrecen

C. DEPENDENCIA EN UN SOLO SEGMENTO DE NEGOCIO.

Nuestro negocio fundamental en Colombia es la prestación del servicio de transporte de energía, del cual proviene el 87% de nuestros ingresos operacionales (calculados con base en el informe anual de 2006). Dada la característica de monopolio natural propia de esta actividad, el transporte de energía

se define en Colombia como un negocio regulado, expuesto, como cualquier negocio de este tipo, al riesgo regulatorio.

Aunque el marco regulatorio de la transmisión en Colombia ha alcanzado una madurez importante, el riesgo regulatorio se refleja en las revisiones periódicas del esquema (también normales para este tipo de negocio), las cuales tienen como finalidad ajustarlo a las condiciones reales de prestación del servicio en que los transmisores desarrollan su actividad. Ver “Impacto de las regulaciones que atañen al emisor y de posibles cambios en las mismas”.

D. INTERRUPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DEL EMISOR, QUE HUBIERE SIDO OCASIONADA POR FACTORES DIFERENTES A LAS RELACIONES LABORALES.

El 26 de abril de 2007, el 100% del SIN sufrió una interrupción del servicio de transmisión que dejó más del 80% del territorio Colombiano sin electricidad. El servicio fue restaurado pasados entre 30 minutos y 4 horas y media de ocurrida la interrupción, dependiendo de la ciudad o región afectada. Nuestro diagnóstico preliminar sobre las causas que originaron la interrupción es que la misma se produjo debido a una falla operacional. Basados en nuestra experiencia previa con este tipo de interrupciones en el sistema de transmisión de electricidad, creemos que podríamos ser demandados por daños causados a terceros. No hemos establecido reserva alguna para las contingencias que puedan surgir en relación con alguna de dichas potenciales demandas. Consideramos que no seremos obligados a pagar multas debido a la interrupción del servicio de transmisión de electricidad, ya que la indisponibilidad no alcanzó el nivel establecido para la aplicación de multas de conformidad con las regulaciones de la CREG. Ver *“Eventualmente podríamos ser responsables de pérdidas y daños causados a terceros como resultado de fallas en nuestras líneas de transmisión de electricidad al igual que por interrupciones o perturbaciones que pueden no ser atribuidas a un tercero identificable”*.

E. AUSENCIA DE UN MERCADO SECUNDARIO PARA LOS VALORES OFRECIDOS.

En la medida en que nuestras Acciones Ordinarias se encuentran inscritas en la BVC, las mismas pueden ser libremente negociables a través de los sistemas transaccionales de la BVC. La mayor o menor bursatilidad que presenten las acciones indicará el precio base de cotización de dichos valores. Durante el periodo 2006, nuestra acción ocupó el noveno lugar en el Índice de Bursatilidad Accionaria –IBA-, reportado por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Teniendo en cuenta lo anterior, y siendo que no se trata de la primea emisión de nuestras Acciones Ordinarias sino una emisión del tipo “follow-on”, a pesar del tamaño reducido de nuestro mercado de público de valores en la actualidad existe un mercado secundario líquido para nuestras acciones, cuyo mantenimiento y desarrollo dependerá entre otros factores del éxito de la colocación de las Acciones Ordinarias y de las perspectivas positivas que el mercado pueda tener en relación con dichos valores.

F. AUSENCIA DE UN HISTORIAL RESPECTO DE LAS OPERACIONES DEL EMISOR.

Dado que somos una compañía ampliamente conocida en Colombia y en los demás países donde operamos, con un historial de operaciones de cuatro décadas (Ver Reseña Histórica), no evidenciamos en forma directa riesgos asociados al desempeño de la compañía que puedan afectar el nivel de riesgo de la inversión en las Acciones Ordinarias que se ofrecen. Sin embargo, los resultados en años venideros pueden presentar un comportamiento que difiera de los resultados obtenidos hasta ahora.

G. OCURRENCIA DE RESULTADOS OPERACIONALES NEGATIVOS, NULOS O INSUFICIENTES EN LOS ÚLTIMOS 3 AÑOS.

No evidenciamos riesgos asociados a la ocurrencia de resultados operacionales negativos, nulos o insuficientes, que puedan afectar el nivel de riesgo de la inversión en las Acciones Ordinarias que se ofrecen. Ver Estados Financieros.

H. INCUMPLIMIENTOS EN EL PAGO DE PASIVOS BANCARIOS Y BURSÁTILES.

A lo largo de nuestra historia, siempre hemos honrado el pago de nuestros pasivos bancarios y bursátiles, y a la fecha desconocemos alguna circunstancia que pueda conllevar un cambio en esta tendencia. Sin embargo, no podemos asegurar que los recursos que se obtengan de esta oferta serán suficientes para pagar todas nuestras deudas pendientes bajo el contrato de crédito por U.S.\$148 millones, el cual vence el 29 de agosto de 2007. Si no logramos cumplir con los pagos bajo dicho contrato, nuestras obligaciones pueden ser aceleradas lo que a su turno puede conllevar a la aceleración de los pagos bajo otros contratos de crédito, y tener un impacto material adverso sobre nuestra condición financiera y sobre nuestra capacidad para pagar dividendos y hacer otros repartos. Esto podría causar una caída en el precio de mercado de nuestras acciones y, como resultado, pueden perder toda o parte de la inversión en nuestras acciones.

I. LA NATURALEZA DEL GIRO DEL NEGOCIO QUE REALIZA O QUE PRETENDE REALIZAR EL EMISOR.

El éxito de nuestro negocio de transmisión de electricidad depende, en parte, de factores fuera de nuestro control.

Toda la electricidad que transmitimos es propiedad de terceros. Como resultado, una parte importante de nuestro negocio depende de las acciones de esos terceros y muchos factores fuera de nuestro control. Los factores siguientes, la mayoría de los cuales se encuentran fuera de nuestro control, pueden tener un impacto desfavorable en nuestro negocio:

- la disponibilidad operacional de los sistemas de transmisión de electricidad de otras compañías de transmisión de electricidad que están interconectados con nuestros sistemas de transmisión de electricidad;
- la revisión y ajuste de nuestros Ingresos Regulados por parte de las agencias nacionales de regulación de electricidad de los países en los que operamos;
- medidas tomadas, normas expedidas y políticas implementadas por las agencias nacionales de regulación de electricidad de los países en los que operamos;
- el control de nuestros costos y gastos operacionales;
- inversiones en activos de transmisión de electricidad que tengan una tasa de retorno que no es suficiente para cubrir nuestros costos operacionales y de capital;

- inflación y fluctuaciones en las tasas de interés y tipo de cambio;
- regulación y legislación gubernamental en los países en los que operamos; y
- condiciones económicas en los países en los que operamos.

Nuestras operaciones están sujetas a peligros operacionales y riesgos no asegurados, incluyendo actos de agresión y terrorismo en los países en los que operamos.

Nuestras operaciones están sujetas a los riesgos inherentes normalmente asociados con el negocio de transmisión de electricidad, incluida la ruptura de líneas eléctricas, explosiones, contaminación, liberación de sustancias tóxicas, incendios, condiciones atmosféricas adversas y otros peligros, cada uno de los cuales llevaría al daño o destrucción de nuestras instalaciones o daños en personas y propiedades. Además, nuestras operaciones y activos enfrentan posibles riesgos asociados con actos de agresión y terrorismo en los países en los que operamos. Colombia ha experimentado varios periodos de violencia criminal durante las pasadas cuatro décadas, principalmente debido a las actividades de grupos guerrilleros y carteles de droga. En respuesta, el Gobierno Colombiano ha implementado diversas medidas de seguridad y ha fortalecido sus fuerzas policiales y militares mediante la creación de unidades especializadas. A pesar de estos esfuerzos, la actividad guerrillera y el crimen relacionado con las drogas sigue existiendo en Colombia. Estas actividades, su posible escalamiento y la violencia asociada con ellas pueden tener un impacto negativo sobre la economía Colombiana, actualmente o en el futuro.

La administración del Presidente de Colombia, Álvaro Uribe, quien fue reelegido para el periodo 2006-2010, está implementando un plan orientado principalmente a la protección de los derechos civiles y al fortalecimiento de la autoridad democrática. Sin embargo, es posible que dicho plan no alcance sus objetivos y las condiciones económicas y sociales puedan deteriorarse en el futuro. Nuestro negocio o condición financiera, o el valor de mercado de nuestras acciones y cualquier dividendo distribuido por nosotros pueden verse afectados negativamente por cambios en las condiciones económicas y sociales en Colombia, y por la respuesta del gobierno colombiano a dichas condiciones.

Adicionalmente, finalizando la década de 1980, iniciando la de 1990 y en 1997, Perú vivió altos niveles de actividad terrorista con Sendero Luminoso y el Movimiento Revolucionario Tupac Amaru quienes dirigieron sus actos de violencia contra el gobierno del Perú y el sector privado. Aunque en la última década el gobierno Peruano hizo sustanciales progresos para eliminar toda actividad terrorista, incidentes de terrorismo pueden volver a presentarse en el futuro y el negocio, condición financiera y resultados de las operaciones de nuestras subordinadas en el Perú podrían verse afectados adversamente, así como su capacidad para pagar dividendos o realizar otras distribuciones.

Si bien mantenemos seguros contra muchos de estos riesgos, en la medida y en los montos que creemos son razonables, esos seguros no cubren todos los riesgos. Muchas de nuestras coberturas de seguros tienen deducibles sustanciales y niveles de auto-seguros, lo mismo que límites sobre nuestra recuperación máxima. Los daños ocasionados por ataques terroristas perpetrados sobre nuestras torres y otras instalaciones totalizaron Col\$12.37 miles de millones, Col\$15.34 miles de millones y Col\$19.97 miles de millones en los años 2004, 2005 y 2006, respectivamente. Como resultado, nuestras operaciones y condición financiera pueden verse afectadas adversamente si ocurre un evento significativo que no esté cubierto totalmente por el seguro. Ver “Riesgos relacionados con la cobertura de seguros – *Nuestra cobertura de seguros puede no ser adecuada*”.

Eventualmente podríamos ser responsables de pérdidas y daños causados a terceros como resultado de fallas en nuestras líneas de transmisión de electricidad al igual que por interrupciones o perturbaciones que pueden no ser atribuidas a un tercero identificable.

De conformidad con las normas y regulaciones o los contratos que rigen la prestación de nuestros servicios de transmisión de electricidad en los países donde operamos, eventualmente podríamos ser responsables de:

- pérdidas y daños causados a terceros como resultado de fallas en las operaciones de nuestro equipo o instalaciones de transmisión, las cuales pueden causar interrupciones o perturbaciones en los sistemas de distribución y/o transmisión de dichos terceros; y
- interrupciones o perturbaciones que no pueden atribuirse a un participante específico en los sistemas interconectados de los países donde operamos.

Si bien mantenemos seguros contra responsabilidad civil que resulte de dichos eventos, en la medida y en los montos que consideramos razonables, éstos podrían no ser suficientes en todos los casos para cubrir todas las pérdidas o responsabilidades que resulten de dichos eventos dando como resultado un efecto adverso sustancial sobre nuestro negocio, los resultados de las operaciones, la condición financiera, y por ende sobre nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos. Ver "Riesgos Relacionados con Nuestras Operaciones en Brasil".

El 26 de abril de 2007, el 100% del SIN sufrió una interrupción del servicio de transmisión que dejó más del 80% del territorio Colombiano sin electricidad. El servicio fue restaurado pasados entre 30 minutos y 4 horas y media de ocurrida la interrupción, dependiendo de la ciudad o región afectada. Nuestro diagnóstico preliminar sobre las causas que originaron la interrupción es que la misma se produjo debido a una falla operacional. Basados en nuestra experiencia previa con este tipo de interrupciones en el sistema de transmisión de electricidad, creemos que podríamos ser demandados por daños causados a terceros. No hemos establecido reserva alguna para las contingencias que puedan surgir en relación con alguna de dichas potenciales demandas. Consideramos que no seremos obligados a pagar multas debido a la interrupción del servicio de transmisión de electricidad, ya que la indisponibilidad no alcanzó el nivel establecido para la aplicación de multas de conformidad con las regulaciones de la CREG.

La expansión de nuestro sistema de transmisión de electricidad mediante la construcción de nuevas líneas de transmisión de electricidad nos somete a riesgos de construcción y de otra clase, que pueden afectar adversamente los resultados financieros de nuestro negocio.

Podemos ampliar la capacidad de nuestras redes de transmisión eléctrica existente construyendo líneas adicionales de transmisión de electricidad. La construcción de estas instalaciones está sujeta a varios riesgos regulatorios, de desarrollo y riesgos operacionales, incluidos:

- nuestra capacidad para obtener oportunamente todas las aprobaciones y permisos necesarios por parte de agencias regulatorias en términos que sean aceptables para nosotros;
- cambios potenciales de leyes y regulaciones nacionales y locales, incluidos requisitos ambientales que impidan que un proyecto continúe o que aumenten el costo anticipado del proyecto de expansión;
- impedimentos en nuestra capacidad para adquirir servidumbres de paso o derechos sobre tierras, oportunamente o dentro de nuestros costos anticipados;

- nuestra capacidad para construir proyectos dentro de costos anticipados, incluido el riesgo de que podemos incurrir en sobrecostos sustanciales por inflación o aumento de costos de equipo, materiales, mano de obra u otros factores fuera de nuestro control; y
- el incumplimiento de compromisos de transmisión, almacenamiento o producción que resulten en pérdidas de costos de desarrollo.
- Cualquiera de estos riesgos podría impedir que un proyecto arroje ganancias, demorar su terminación o aumentar sus costos anticipados. Como resultado, las nuevas instalaciones pueden no lograr retorno sobre la inversión que esperamos, lo cual podría afectar adversamente nuestra posición financiera o los resultados de las operaciones, así como nuestra capacidad de pagar dividendos o realizar otros repartos.

Nuestras servidumbres de paso y los derechos sobre los bienes inmuebles en los que operamos pueden ser atacados.

Una parte significativa de nuestras redes de transmisión de electricidad están localizadas en terrenos sobre o a través de los cuales hemos adquirido derechos de conformidad con contratos de licencia y servidumbre. Aunque creemos que todas las servidumbres y licencias se prepararon, obtuvieron y registraron sustancialmente de acuerdo con leyes aplicables, se pueden presentar querellas legales con respecto a la forma, contenido, prioridad o registro de dichos documentos, o en cuanto a nuestro cumplimiento de los términos de dichos contratos de licencia y servidumbres. Además, estamos implicados en varios procesos relacionados con la imposición de servidumbres de paso, que se han iniciado en el curso normal del negocio y los cuales nos fueron asignadas como parte de adquisiciones de líneas anteriores.

Puede ser difícil hacer valer sus derechos como accionistas si la SSPD toma posesión de nosotros.

La capacidad de los adquirentes para hacer valer sus derechos como accionistas puede estar limitada si la SSPD toma posesión de nuestro negocio en Colombia. Como prestador de un servicio público, estamos sujetos a la supervisión de la SSPD. Según la Ley 142, la SSPD tiene autoridad para tomar posesión de los prestadores de servicios públicos si ello es necesario para garantizar la prestación continuada de servicios públicos adecuados.

La SSPD puede tomar posesión de nosotros, si:

- no prestamos o no podemos prestar el servicio público de transmisión de electricidad con los estándares de continuidad y calidad requeridos por la ley, y la prestación sea indispensable para preservar el orden público o el orden económico, o para evitar perjuicios graves e indebidos a los usuarios o a terceros;
- incumplimos alguna regulación importante que nos sea aplicable;
- incumplimos alguno de nuestros contratos más significativos;
- incumplimos la entrega de información completa, veraz y oportuna ante las autoridades pertinentes;
- incumplimos los términos de alguna de las leyes y/o regulaciones aplicables a nuestro negocio en Colombia y la SSPD considera que dicho incumplimiento constituye una clara indicación de nuestra incapacidad para operar nuestro negocio normalmente;
- hay una calamidad o una perturbación del orden público;
- suspendemos nuestros pagos en general o hay riesgo de que podamos suspenderlos; o
- entramos en liquidación.

Si la SSPD asume el control de la operación de nuestro negocio en Colombia, nuestra administración sería asumida por un agente especial. En vista de los amplios poderes de la SSPD, es imposible predecir el alcance del impacto que una eventual toma de posesión tendría sobre el precio de nuestras acciones, o cuánto se podría retrasar el pago de dividendos. No podemos garantizar que, de conformidad con las leyes aplicables, la SSPD no tomará posesión de nuestro negocio en Colombia en el futuro.

Hemos participado y es posible que participemos en algunas transacciones significativas con nuestro accionista controlante, compañías controladas por nuestro accionista mayoritario u otras partes relacionadas, que pueden generar conflictos de intereses.

Hemos participado y es posible que participemos en transacciones con nuestro accionista controlante, compañías controladas por nuestro accionista mayoritario u otras partes relacionadas concernientes, entre otras, con lo siguiente:

- préstamos entre compañías;
- garantías; y
- endeudamiento subordinado que nos adeudan nuestras subordinadas.

Ver “Información financiera del emisor – Operaciones con vinculados, celebradas durante el año inmediatamente anterior”.

Si bien nuestro Código de Buen Gobierno y estatutos establecen que nuestras operaciones con subordinadas deben celebrarse a precios de mercado, y la ley tributaria establece la necesidad de fijar precios de mercado para transacciones con partes relacionadas del exterior, cualquiera de las transacciones antes mencionadas podría contemplar términos no tan favorables para nosotros como los que podríamos negociar con terceros no relacionados, y podrían crear conflictos de interés. Adicionalmente, si realizamos transacciones con nuestras subordinadas es posible que enfrentemos situaciones que representen conflictos de interés. Cualquiera de tales conflictos de interés podría afectar adversamente nuestra empresa o los intereses de los accionistas.

J. RIESGOS GENERADOS POR CARGA PRESTACIONAL, PENSIONAL, SINDICATOS.

1. Pensiones de jubilación

De acuerdo con los contratos colectivos e individuales, debemos pagar pensiones de jubilación a aquellos trabajadores que cumplan ciertos requisitos de edad y tiempo de servicio. Sin embargo, el Instituto de Seguros Sociales (ISS) y las Compañías administradoras de pensiones han asumido la mayor porción de esta obligación.

Al 31 de diciembre de 2006, contábamos con 653 (2005: 661) empleados activos, de los cuales 118 (2005:138) se encuentran cubiertos por el régimen de pensiones previsto en los contratos colectivos e individuales, mientras que los restantes 535 (2005: 523) se encuentran bajo el régimen contemplado en la Ley 100 de 1993. Lo anterior significa que el pago de las cartas pensionales de estos últimos 535 trabajadores no es asumida por nosotros, toda vez que trasladamos la asunción de este riesgo a un tercero, es decir al Fondo de Pensiones, mediante el pago mensual de una cotización.

El cálculo actuarial cubre al personal activo (118), personal jubilado (292), rentas postmortem o sustituciones pensionales (34), cuotas partes a cargo de ISA (12) y personal contingente, que incluye personal retirado con 20 o más años de servicio (3).

Al 31 de diciembre de 2006 se encuentra amortizado el 84.21% (2005: 83.28%) de la obligación proyectada; el incremento del porcentaje de amortización fue del 0.93% de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 051 del 2003, en el cual se permite distribuir el porcentaje por amortizar del cálculo actuarial al 31 de diciembre de 2002, hasta el año 2023 en forma lineal.

Teniendo en cuenta las cifras anteriores y las prácticas contables de la compañía, consideramos que no existe un riesgo considerable en este sentido.

2. Beneficios extralegales.

Para la determinación del pasivo pensional, la compañía incluyó los beneficios extralegales que reciben los pensionados, diferentes de los requeridos por normas legales. Esta práctica se adoptó como medida de prudencia desde el año 2005, procurando anticipar en este tema la aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad (NIC). La metodología de amortización de los auxilios y beneficios es la misma utilizada para amortización del pasivo pensional; al 31 de diciembre de 2006, los auxilios y beneficios se encuentran amortizados en un 84.21% (2005: 83.28%), con un incremento del 0.93% (incremento del porcentaje de amortización de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto N° 051 del 2003). Los registros contables se efectúan en cuentas independientes a las del cálculo actuarial. El saldo pendiente por amortizar se reconocerá hasta el año 2023 en forma lineal, acorde con el esquema de amortización del pasivo pensional aplicado por la Compañía.

Teniendo en cuenta las cifras anteriores y las prácticas contables de la compañía, consideramos que no existe un riesgo considerable en este sentido.

3. Sindicatos

A septiembre 30 de 2007 teníamos 645 empleados, 417 de los cuales eran profesionales. Las relaciones colectivas de trabajo están establecidas en dos acuerdos colectivos: El Pacto Laboral Colectivo y La Convención Colectiva de Trabajo. En Colombia, 561 de nuestros empleados pertenecen al Pacto Laboral Colectivo. El Pacto Laboral Colectivo establece algunos de nuestros términos y condiciones laborales y está suscrito de forma individual y voluntaria por parte de nuestros empleados. El Pacto Laboral Colectivo no es negociado por un sindicato ni organismo representativo en nombre de nuestros empleados, sino que es desarrollado a través de discusiones informales entre nuestra administración y los empleados. El pacto actual vence el 2010. De los 84 empleados restantes, 51 son beneficiarios de la Convención Colectiva de Trabajo, mientras que los derechos y beneficios de los demás son regulados únicamente por sus respectivos contratos laborales individuales. La Convención Colectiva de Trabajo es negociada por el Sindicato de Trabajadores de ISA, en nombre de nuestros empleados pertenecientes a dicho Sindicato. Bajo la Constitución Política y la ley Colombiana, no está permitido a nuestros empleados realizar huelgas y la administración considera que las relaciones con los empleados es buena en general. La Convención Colectiva de Trabajo actual vence en el año 2011. Con base en esta información, consideramos que no existe un riesgo considerable relacionado con los sindicatos.

Respecto de nuestras subsidiarias y/o filiales, ver “Riesgos Relacionados con Nuestra Operaciones en Brasil”.

K. RIESGOS DE LA ESTRATEGIA ACTUAL DEL EMISOR.

Riesgos relacionados con la estrategia de crecimiento.

Hemos definido dentro de nuestra estrategia corporativa el objetivo de *“Capturar Oportunidades de Crecimiento en el Mercado para generar nuevos ingresos, participando activamente en los mercados donde tiene presencia, incursionando en otros países de América Latina, desarrollando mercados mediante la integración energética, y explorando la participación en el transporte de gas¹¹”*.

Los principales riesgos asociados a esta estrategia de crecimiento de nuestro Grupo Empresarial son el “riesgo de decisiones inadecuadas en nuevos negocios”, y el “riesgo de inadecuado ejercicio del Gobierno Corporativo”. Para la administración de estos riesgos, como matriz del Grupo Empresarial seguimos los lineamientos de la estrategia corporativa de crecimiento y los criterios establecidos en nuestra política de inversión.

Otros riesgos relacionados con la estrategia de crecimiento e inversión en nuevos negocios son los siguientes:

- Riesgo macroeconómico asociado principalmente a la tasa de cambio y a la inflación en los diferentes países donde se tienen inversiones.
- Riesgo regulatorio relativo a cambios en las condiciones económicas y financieras de las concesiones.
- Riesgo social y ambiental asociado a la presencia de comunidades y recursos naturales en las zonas de desarrollo de los proyectos y de su operación.
- Riesgo de decisiones políticas, determinado por la incidencia que éstas pueden tener sobre las condiciones para el desarrollo de los negocios.
- Riesgo de competencia relativo a la capacidad que tienen otros agentes para participar y ofrecer mejores condiciones en procesos de licitación, convocatoria, prestación de servicios u otros proyectos, dada la posibilidad que tienen de contar con mayores recursos financieros y tasas más competitivas.
- Riesgo de financiación relativo a la consecución de los recursos para financiar el desarrollo de nuevos proyectos y adquisiciones.
- Riesgo de capital humano, relacionado con la consecución de personas con competencias específicas para el desarrollo de las actividades asociadas a la construcción y operación de la infraestructura.

Si aumentamos nuestro apalancamiento financiero, nuestra condición financiera puede afectarse adversamente.

Como parte de nuestra estrategia para ampliar nuestro negocio, nosotros, directamente o a través de nuestras subordinadas y compañías relacionadas, en el pasado reciente hemos aumentado nuestro apalancamiento financiero, el cual puede aumentar en el futuro para financiar gastos de capital, el desarrollo y construcción de nuevas líneas de transmisión de electricidad y/o la adquisición de activos de transmisión de electricidad. A 30 de septiembre de 2007, nuestro endeudamiento total consolidado fue de Col\$4,494.02 miles de millones. Si incrementamos nuestro apalancamiento financiero, los riesgos asociados con nosotros pueden incrementar y

¹¹ Informe Anual ISA 2006 – Tomo II. (p.41)

podemos no tener la capacidad de cumplir con ciertas obligaciones contractuales relacionadas con los ratios financieros mínimos.

Adicionalmente, para incrementar nuestro apalancamiento financiero es posible que tengamos que acordar compromisos más restrictivos que pueden imponer limitaciones adicionales en la manera como manejamos nuestro negocio y en nuestra facultad para disponer de nuestros activos o gravarlos. El 29 de enero de 2007, ISA Capital realizó dos ofertas concurrentes (Regla 144A/Regulación S) de bonos senior por un monto total de U.S.\$554 Millones, o las Ofertas de Bonos de ISA Capital. Las Ofertas de Bonos de ISA Capital están garantizadas con una prenda de primer grado sobre aproximadamente 55.92 millones de Acciones Ordinarias de CTEEP de propiedad de ISA Capital. Los documentos (*indentures*) que gobiernan dichas emisiones contienen compromisos que restringen la capacidad de ISA Capital para incurrir en deuda, crear gravámenes, vender activos, y fusionarse y consolidarse. Tales "*indentures*" también prohíben el pago de dividendos por ISA Capital hasta que los bonos sean pagados completamente. Adicionalmente, bajo los términos de los contrato de crédito celebrados por nuestras subordinadas en Perú y Bolivia en relación con la expansión o desarrollo de sus activos de transmisión de electricidad, la capacidad de dichas subordinadas para pagar dividendos y hacer otros repartos a nuestro favor ha sido restringida y sujeta a condiciones que incluyen alcanzar ciertos hitos en cuanto a terminación o cumplimiento de proyectos, cumplir con ciertos tests financieros y no haber ocurrido incumplimientos o eventos de incumplimiento. Ver "Capítulo 5 – Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de la operación y la situación financiera del emisor y sus subordinadas - Restricciones acordadas con las subordinadas para transferir recursos a la sociedad" y Anexo CTEEP.

Además, incurrir en más endeudamiento por parte nuestra o de nuestras subordinadas y compañías relacionadas, y cambios adversos en las tasas de interés o las tasas de cambio relacionadas con dicho endeudamiento resultarían en el aumento de los gastos financieros, lo cual puede disminuir nuestros ingresos netos y, en consecuencia, puede afectar nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos.

L. VULNERABILIDAD DEL EMISOR ANTE VARIACIONES EN LA TASA DE INTERÉS Y/O TASA DE CAMBIO.

Los riesgos de las tasas de cambio pueden afectar adversamente nuestros resultados de las operaciones y la condición financiera.

El peso colombiano y las demás monedas de los países en los cuales nosotros y nuestras subordinadas operamos, han estado sujetas a grandes devaluaciones y apreciaciones frente al dólar estadounidense y pueden estar sujetas a fluctuaciones significativas en el futuro.

Históricamente, una parte significativa de nuestro endeudamiento y el de nuestras subordinadas ha estado denominado en dólares estadounidenses y otras monedas (incluyendo euros, nuevos soles peruanos y reales brasileños) y, aunque una parte sustancial de nuestros ingresos está unida a cambios en los índices de inflación, de precios al consumidor y de precios al productor, generalmente hemos estado y seguiremos estando expuestos sustancialmente a las fluctuaciones de las monedas en los países donde operamos frente al dólar estadounidense y las demás monedas en las que nuestra deuda o la de nuestras subordinadas está denominada. Si bien hemos hecho la cobertura del 100% del principal de nuestra exposición a moneda extranjera en Brasil bajo las Ofertas de Bonos de ISA Capital mediante operaciones de derivados, no podemos asegurar que tales medidas serán suficientes para mitigar el impacto que sobre nuestras operaciones y condición financiera tendría una drástica fluctuación en las tasas de cambio. Adicionalmente, debido a nuestras obligaciones de pagar intereses, primas y otras sumas bajo las Oferta de Bonos de ISA Capital sólo están cubiertas con respecto a los dos primeros pagos de intereses, en el evento de fluctuaciones en las tasas de cambio del real brasileño y el dólar

estadounidense, nos veremos obligados a usar más caja generada por pagos de dividendos provenientes de CTEEP y denominados en reales brasileños para hacer tales pagos de intereses denominados en dólares estadounidenses, primas y otras sumas.

Debido a esta exposición, el dinero efectivo generado por nosotros y por nuestras subordinadas puede disminuir sustancialmente cuando las monedas de los países donde operamos se devalúan frente al dólar estadounidense. La volatilidad futura de la tasa de cambio del peso colombiano, y las otras monedas en las cuales recibimos ingresos o incurrimos en gastos (incluidos reales brasileños, nuevos soles peruanos y pesos bolivianos), frente al dólar estadounidense, puede afectar adversamente nuestros resultados de las operaciones, la condición financiera y los resultados de las operaciones y nuestra capacidad para efectuar el pago de dividendos o de realizar otros repartos. Ver “Capítulo 5 – Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de la operación y la situación financiera del emisor y sus subordinadas – Impacto de la inflación y de las fluctuaciones en el tipo de cambio”.

M. DEPENDENCIA DEL NEGOCIO RESPECTO A LICENCIAS, CONTRATOS, MARCAS, PERSONAL CLAVE Y DEMÁS VARIABLES, QUE NO SEAN DE PROPIEDAD DEL EMISOR.

Nuestras concesiones y licencias, de conformidad con las cuales estamos autorizados para transmitir electricidad en países donde operamos podrían estar sujetas a terminación anticipada y declaración de caducidad, y podrían tener una duración limitada en el tiempo sin que esté asegurada su renovación.

Estamos autorizados para transmitir electricidad en Brasil, Bolivia y Perú de conformidad con las concesiones y licencias otorgadas por las autoridades gubernamentales pertinentes en esos países. La eficiencia operacional de los sistemas de transmisión de energía en los países en los que operamos se mide en términos de disponibilidad de cada uno de nuestros activos, comparada con las metas de disponibilidad para los sistemas interconectados establecidas en esos países por las autoridades gubernamentales locales. Si incumplimos nuestras obligaciones bajo nuestra concesión o licencias o no cumplimos las normas y regulaciones de esos países, podemos estar sujetos a sanciones por parte de las autoridades correspondientes, incluidas advertencias, multas, suspensión temporal del derecho a participar en procesos licitatorios, intervención, terminación o declaración de caducidad de las concesiones o licencias pertinentes. Además, nuestras concesiones y licencias están sujetas a expropiación o cancelación anticipada en aras del interés público. Cualquiera de las sanciones anteriores o la expropiación de nuestras concesiones por parte de una autoridad gubernamental puede tener un efecto adverso sustancial sobre nuestro negocio, los resultados de las operaciones, la condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos.

A pesar de que no transmitimos electricidad en Colombia bajo el amparo de concesiones o licencias, las autoridades locales en Colombia pueden asumir el control de nuestras operaciones si la prestación continua de nuestros servicios de transmisión de electricidad está en riesgo. Ver a continuación *“Agencias regulatorias y otras autoridades gubernamentales en países donde operamos podrían penalizar o en ciertos casos asumir el control de nuestras concesiones y licencias si no cumplimos con los términos de nuestros contratos de concesión o licencia o las normas y regulaciones aplicables a nuestro negocio en esos países”*.

Adicionalmente, los contratos de concesión o licencia, según sea el caso, bajo los cuales operamos en Brasil, Bolivia y Perú tienen una duración limitada. No existe ninguna certeza de que recibiremos una renovación de estos contratos después de su expiración o de que recibiremos una nueva concesión o licencia en términos y condiciones similares a los que están vigentes en la actualidad. Si no obtenemos la renovación, o si la obtenemos en términos y condiciones menos favorables que los que actualmente tenemos, el vencimiento o renovación de nuestros contratos de

concesión o licencia en el futuro puede tener un efecto adverso sustancial sobre nuestro negocio, los resultados de las operaciones, la condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos. Ver "Riesgos Relacionados con Nuestras Operaciones en Brasil".

Agencias regulatorias y otras autoridades gubernamentales en países donde operamos podrían penalizar o en ciertos casos asumir el control de nuestras concesiones y licencias si no cumplimos con los términos de nuestros contratos de concesión o licencia o las normas y regulaciones aplicables a nuestro negocio en esos países.

Bajo la concesión, las licencias y normas que rigen nuestra prestación de servicios de transmisión de electricidad debemos conservar ciertos estándares de calidad, seguridad y mantenimiento con respecto a nuestros activos de transmisión de electricidad. Las autoridades relevantes de los países donde operamos pueden imponer multas, sanciones y restricciones por incumplimientos o violaciones de nuestras obligaciones contractuales o legales respecto de dichos estándares. Además de estas multas, sanciones y restricciones, las autoridades pertinentes pueden asumir el control de nuestras operaciones para garantizar la operación adecuada de nuestras instalaciones de transmisión de electricidad y el cumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables. En Colombia, algunos eventos de interrupción del servicio podrían dar lugar a la imposición de multas o, en casos extremos, a la aplicación de sanciones más severas como la toma de posesión administrativa de nuestras operaciones por parte de la SSPD, que resultaría a su vez en una reducción de nuestros ingresos regulados. Cualquiera de las sanciones anteriores o la intervención de una autoridad gubernamental en nuestras concesiones o la toma del control de nuestras operaciones pueden tener un efecto adverso sustancial sobre nuestro negocio, los resultados de las operaciones, la condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos. Ver "Riesgos Relacionados con Nuestras Operaciones en Brasil".

La expansión de nuestras redes de transmisión de electricidad estará condicionada a nuestra obtención de los permisos, licencias y servidumbres de paso, y, si requerimos incurrir en endeudamiento adicional, a la aprobación por parte del DNP y el MHCP.

Nuestra capacidad para vincularnos en cualquier proyecto de expansión estará sujeta, entre otras cosas, a numerosas incertidumbres de negocios, económicas, regulatorias, competitivas y políticas fuera de nuestro control. Por tanto, no podemos asegurar que se emprenderá algún proyecto de expansión o extensión y, si se emprende, que tendrá éxito.

El éxito de cualquier proyecto de expansión puede depender, entre otros, de los siguientes factores:

- Que otras entidades, después de obtener las aprobaciones regulatorias adecuadas, puedan construir nuevas líneas de transmisión de electricidad competitivas;
- Que podamos estar en capacidad de obtener los permisos y aprobaciones regulatorios y ambientales requeridos.

También podemos requerir capital adicional para financiar proyectos de expansión. Si no generamos fondos suficientes o aseguremos financiamiento en el futuro, podemos tener que retrasar o abandonar proyectos de expansión potenciales. Además, antes de incurrir en algún nuevo endeudamiento, necesitamos la aprobación del DNP y el MHCP. En ausencia de tales aprobaciones previas no estamos facultados para incurrir en el endeudamiento necesario para financiar nuestras operaciones y planes de expansión. Adicionalmente, una expansión potencial puede costar más de lo planeado para completarla, y dicho exceso de costos puede no ser recuperable. Cualquiera de estos factores puede tener un efecto adverso sustancial sobre nuestros

negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones, y nuestra capacidad para el pago de dividendos o de realizar otros repartos.

N. SITUACIONES RELATIVAS A LOS PAÍSES EN LOS QUE OPERA EL EMISOR.

1. Aspectos Generales.

Es probable que las fluctuaciones económicas de Suramérica afecten nuestros resultados de las operaciones.

Todas nuestras operaciones están localizadas en Suramérica. Aunque originalmente operamos sólo en Colombia, a través de adquisiciones e inversiones estratégicas, hemos ampliado nuestras operaciones a través de Suramérica. En el año 2006 nuestras operaciones fuera de Colombia generaron cerca del 51% de nuestros ingresos operacionales consolidados, y pérdidas que redujeron nuestros ingresos operacionales consolidados en aproximadamente un 33%. En consecuencia, nuestros ingresos operacionales consolidados son sensibles al desempeño de las economías de Suramérica como un todo, particularmente Brasil. Si las tendencias económicas locales, regionales o de carácter mundial afectan adversamente la economía de cualquiera de los países donde tenemos inversiones u operaciones, nuestro negocio, los resultados de las operaciones, condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos u efectuar otros repartos podrían afectarse adversamente.

Las tendencias económicas que afecten adversamente las economías de cualquier país emergente en la región de Sur América pueden afectar todos los países en la región y los valores de los emisores de dicha región. Así, las crisis que se presenten en otros países con mercados emergentes pueden disminuir el interés de los inversionistas por los valores que ofrezcan emisores que operan en Sur América, y hacer más difícil o incluso imposible para nosotros y nuestras subordinadas acceder en términos aceptables a los mercados de capitales para refinanciar nuestra deuda, financiar nuestras operaciones y el crecimiento de nuestro negocio en el futuro. Debido a las características de la industria de electricidad (que requiere importantes inversiones en activos operacionales) y a nuestras necesidades financieras, si el acceso a los mercados de capitales y de crédito es limitado, podemos enfrentar dificultades para completar nuestro plan de inversiones y para refinanciar nuestras obligaciones, lo cual puede afectar adversamente nuestro negocio, resultado de operaciones, condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos y efectuar otros repartos.

Las economías de los países de Suramérica donde operamos se han caracterizado por frecuentes y, ocasionalmente, drásticas intervenciones de las autoridades gubernamentales, las cuales pueden afectar adversamente nuestro negocio.

Con frecuencia, las autoridades gubernamentales han cambiado las políticas monetaria, crediticia, tarifaria y otras, para influir en el curso de la economía de Colombia, Brasil, Bolivia y Perú. Estas acciones de los gobiernos para controlar la inflación y poner en vigencia otras políticas suelen involucrar controles de salarios, precios y tasas de aranceles, lo mismo que otras medidas intervencionistas las cuales incluyen congelar cuentas bancarias e imponer controles de capital. Los cambios en las políticas de estas autoridades gubernamentales con respecto a tasas de aranceles, controles cambiarios, regulaciones e impuestos podrían afectar adversamente nuestro negocio y los resultados financieros, como también podría hacerlo la inflación, devaluación, inestabilidad social y otros sucesos políticos, económicos o diplomáticos, incluida la respuesta de los gobiernos de la región ante tales circunstancias. Si las autoridades gubernamentales intervienen en cualquiera de los países donde operamos, eso podría hacer que nuestro negocio sea menos rentable y, como resultado de ello, nuestro negocio, condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos o efectuar otros repartos pueden verse adversamente afectadas.

Ejemplos de acciones intervencionistas que pueden afectar nuestro negocio en los países en los que operamos incluyen las recientes medidas adoptadas por el gobierno de Bolivia, tales como (i) la creación de la “Tarifa de Dignidad” que obligó a las compañías en el sector eléctrico a reducir en un 25% la tarifa cobrada a los consumidores residenciales con bajo consumo de electricidad, y (ii) la implementación de una política de nacionalización dirigida a recuperar el control y la propiedad de varias compañías privatizadas durante la década de 1990. Desde que estas políticas fueron introducidas, el Gobierno Boliviano ha, entre otras cosas:

- Obligado a todas las compañías de gas y petróleo a entregar toda su producción a la compañía de propiedad estatal *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* – YPFB; establecido impuestos más altos a la producción de petróleo y gas y ha exigido la firma de nuevos contratos de operación. Aún cuando las compañías privadas de petróleo y gas acordaron modificar sus contratos, este proceso todavía no ha concluido y la toma por el gobierno de las plantas de refinería todavía está siendo motivo de disputas;
- Nacionalizado la planta de fundición de estaño Vinto que previamente era de propiedad de un inversionista extranjero del sector privado; y
- Creado una comisión de negociación especial para la nacionalización de Entel Bolivia, una compañía de telecomunicaciones privatizada aproximadamente hace diez (10) años.

Los gobiernos de los países en los que operamos ejercen influencia significativa sobre las economías de tales países. Las condiciones políticas y económicas pueden tener un impacto directo sobre nuestro negocio.

Los gobiernos de los países en los que operamos intervienen con frecuencia en la economía de tales países y ocasionalmente hacen cambios significativos en la política fiscal y regulatoria. Nuestro negocio, resultados de las operaciones o condición financiera pueden ser afectados adversamente por cambios en las políticas de los gobiernos lo mismo que por:

- Las normas y regulaciones expedidas por el MHCP relacionadas con nuestro endeudamiento;
- fluctuaciones en la tasa de cambio;
- inflación;
- inestabilidad de los precios;
- cambios en las tasas de intereses;
- política fiscal;
- liquidez de mercados de préstamos y de capital nacional;
- controles sobre flujo de capital;
- límites sobre comercio exterior; y
- otros asuntos políticos, diplomáticos, sociales y económicos, que pueden afectar los países en los que operamos o los mercados internacionales.

Las medidas de los gobiernos de los países en los que operamos para mantener la estabilidad económica y también la especulación en relación con sus futuras medidas, pueden generar incertidumbres en las economías de tales países, aumento de la volatilidad de los mercados

domésticos de valores y cambiario, y afectar adversamente nuestro negocio, los resultados de las operaciones y condición financiera, y nuestra capacidad para pagar dividendos y efectuar otros repartos.

Podríamos enfrentar expropiaciones o riesgos similares en los países donde operamos.

Casi todos nuestros activos están localizados en Colombia, Brasil, Perú y Bolivia, y como todos las empresas con activos destinados a servicios públicos en naciones de mercados emergentes, estamos sujetos a incertidumbres políticas, económicas y de otra clase, incluidas expropiación, nacionalización, renegociación o anulación de contratos existentes, restricciones cambiarias y fluctuaciones monetarias internacionales. No podemos garantizar que nuestro negocio, la condición financiera y resultados operacionales no se verán afectados por la ocurrencia de cualquiera de dichos eventos y que como resultado, nuestra capacidad para pagar dividendos y hacer otros repartos no se verá afectada adversamente.

Debido a que sustancialmente todos nuestros activos están dedicados a la transmisión de electricidad, no estarán disponibles para liquidación en caso de quiebra y no pueden estar sujetos a embargo para garantizar una sentencia.

Nuestros activos para transmisión de electricidad prestan un servicio público esencial en los países donde operamos. En los países en los que operamos, dichos activos no estarían disponibles para liquidación en caso de quiebra, insolvencia o a un embargo para garantizar el pago bajo una sentencia. Adicionalmente, si quedamos insolventes o entramos en quiebra en dichos países, incluyendo Colombia, nuestros activos (i) se revertirían al gobierno local respectivo, o (ii) quedarían sujetos al control o posesión por parte del gobierno local respectivo como un mecanismo para garantizar la prestación continua de servicios públicos en esos países. Aunque en tales casos podríamos tener derecho a indemnización del gobierno del respectivo país, los montos pagados por dicho gobierno como indemnización pueden ser más bajos que el monto de nuestra deuda y otras obligaciones que nosotros y nuestras subordinadas podamos tener en ese momento, en cuyo caso es posible que no tengamos fondos disponibles para pagar dividendos o hacer otros repartos.

Cambios en las leyes de impuestos de los países en que operamos pueden tener un impacto adverso en nosotros y en los tenedores de nuestras Acciones Ordinarias.

No obstante a través de algunas de nuestras subordinadas hemos celebrado contratos de estabilidad legal y tributaria con los gobiernos de los países en que operamos, dichos gobiernos han implementado recientemente, y pueden implementar nuevamente en el futuro, cambios en las leyes fiscales que puedan afectarnos adversamente a nosotros y a nuestros accionistas. Estos cambios incluyen alteraciones en las tasas impositivas y ocasionalmente el cobro de contribuciones temporales relacionados con propósitos gubernamentales específicos. Algunas de estas medidas pueden resultar en un aumento en los impuestos y podremos no obtener un ajuste total y oportuno de nuestros ingresos lo que puede resultar en un efecto material adverso en nosotros y en nuestra capacidad para pagar dividendos.

Adicionalmente, las autoridades nacionales y locales encargadas del recaudo de impuestos en los países en los que operamos tienen interpretaciones diversas sobre las regulaciones relativas a impuestos que pueden ser diferentes de aquellas que nosotros sostenemos y aplicamos. No podemos asegurar que tales autoridades de impuestos, tanto locales como nacionales, van a interpretar y analizar las leyes y regulaciones de impuestos en el mismo sentido que nosotros. Interpretaciones divergentes pueden resultar en litigios futuros relacionados con impuestos y en los costos asociados.

2. Riesgos relacionados con nuestras operaciones en Brasil.

Una parte sustancial de nuestros ingresos se obtiene en Brasil y, por tanto, somos altamente dependientes de las condiciones económicas y políticas de Brasil.

Para el cierre a septiembre 30 de 2007, obtuvimos 55.19% de nuestros ingresos operacionales de ingresos generados por nuestra subsidiaria CTEEP. Las propiedades de CTEEP, sus operaciones y clientes están localizados en Brasil. Muchos de sus proveedores están ubicados fuera de Brasil y sus precios se denominan en monedas extranjeras. De acuerdo con ello, la condición financiera de CTEEP y sus resultados de las operaciones dependen en una medida significativa de las condiciones macroeconómicas o políticas imperantes periódicamente en Brasil y de las tasas de cambio entre el Real Brasileño y estas otras monedas.

Un efecto material adverso en la condición financiera de CTEEP o resultados de las operaciones afectará materialmente de manera adversa nuestra condición financiera y resultados de las operaciones, y, como resultado, nuestra capacidad para pagar dividendos y hacer otros repartos.

ISA Capital puede ser obligada a hacer pagos sustanciales al Gobierno de Sao Paulo en relación con el Ajuste al Precio de Compra.

La Ley No. 4,819 del 26 de agosto de 1958 del Estado de Sao Paulo, o Ley 4,819/58, creó un plan pensional complementario de beneficios definidos para empleados de compañías controladas por el Gobierno del Estado de Sao Paulo, o el Gobierno de Sao Paulo, el cual se aplica a jubilados y ex empleados de CTEEP y de predecesoras de CTEEP, vinculados hasta 1974. Antes de la adquisición por parte de ISA Capital del 21.00% del capital de CTEEP, el Gobierno de Sao Paulo a través de CTEEP hizo pagos a cuenta de pasivos pensionales relacionados con este plana la Fundación CESP, una entidad sin fines de lucro organizada según las leyes de Brasil. Sin embargo, en 2004, el Gobierno de Sao Paulo determinó que su responsabilidad con los beneficiarios de la Ley 4,819/58 no incluía ciertas partidas de compensación extraordinarias, como compensación por tiempo extra y por ambiente de trabajo peligroso, y que dicha responsabilidad se reduciría más adelante a cuenta de retenciones por obligaciones de seguridad social y la aplicación de ciertas limitaciones presuntamente aplicables a pagos por parte del Gobierno de Sao Paulo. Como resultado de la posición asumida por el Gobierno de Sao Paulo, numerosos jubilados y ex empleados de CTEEP adquirieron derecho a los beneficios contemplados por la Ley 4,819/58 entablando procesos contra CTEEP, y obtuvieron órdenes de la corte que exigían a CTEEP continuar pagando los beneficios completos contemplados por la Ley 4,819/58, sin perjuicio de la posición tomada por el Gobierno de Sao Paulo.

De conformidad con la Edital No. SF/001/2006 Alienação de Ações do Capital Social da CTEEP— Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, o la EDITAL, y el contrato de compra de acciones suscrito por ISA Capital con el Gobierno de Sao Paulo el 26 de julio de 2006, o el Contrato de Compra de Acciones, el gobierno de Sao Paulo reconoció que es responsable de los pagos adeudados a dichos ex empleados y jubilados bajo la Ley 4,819/58 hasta por los montos señalados en el Contrato de Compra de Acciones, excluyendo las partidas por compensación extraordinarias y otras limitaciones descritas en la EDITAL y en el Contrato de Compra de Acciones. El Contrato de Compra de Acciones estima que las exclusiones de la responsabilidad del Gobierno de Sao Paulo ascienden aproximadamente a R\$135 millones por año en promedio hasta 2015. Además, el Contrato de Compra de Acciones contempla que el Gobierno de Sao Paulo reembolsará a CTEEP los montos que se le exijan pagar de conformidad con las sentencias falladas contra CTEEP, respecto a reclamaciones relacionadas con el plan pensional complementario creado por la Ley 4,819/58, sujetos a las deducciones y limitaciones referidas antes y que están descritas expresamente en el Contrato de Compra de Acciones. Como parte de la venta de 31,340 millones de Acciones Ordinarias de CTEEP que representan 50.10% de las Acciones Ordinarias de CTEEP y 21.00% del total emitido y en circulación de acciones del capital social de CTEEP vendido por el Gobierno de Sao Paulo a través de licitación pública especial,

realizada en la BOVESPA de conformidad con la Ley Federal No. 8,987 del 13 de febrero de 1995, Leyes Estatales Nos. 9,361 del 5 de julio de 1996 y 11,930 del 20 de mayo de 2005, y Edital No. SF/001/2006 Alienação de Ações do Capital Social da CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, o el Programa de Privatización de CTEEP, el Gobierno de Sao Paulo determinó un precio de compra mínimo por cada lote de 1,000 acciones de R\$24.11, suma que, de acuerdo con la EDITAL y el contrato de Compra de Acciones, refleja una reducción en la valorización del Gobierno de Sao Paulo de CTEEP en un monto igual a la diferencia entre los montos pagados y estimados por pagar por CTEEP a los beneficiarios de la Ley 4,819/58, y los montos que el Gobierno de Sao Paulo ha acordado pagar a ISA Capital a cuenta de dichas obligaciones de conformidad con el Contrato de Compra de Acciones.

De acuerdo con el mecanismo de ajuste del precio de compra señalado en la EDITAL y en el Contrato de Compra de Acciones, o el Ajuste del Precio de Compra, ISA Capital debe pagar al Gobierno de Sao Paulo de forma anual como contraprestación adicional, un monto igual a aproximadamente el 21% de la diferencia positiva entre los montos estimados en el Contrato de Compra de Acciones incluyendo los que serán pagados por CTEEP de conformidad con las sentencias proferidas en contra respecto de la Ley 4,819/58 durante cada año y por los cuales CTEEP no tiene derecho a reembolso del Gobierno de Sao Paulo, y los montos que CTEEP efectivamente pague a dichos beneficiarios durante ese año y por los cuales CTEEP no recibe reembolso del Gobierno de Sao Paulo. En el evento de que CTEEP obtenga una sentencia no apelable que la exonere de cualquier responsabilidad adicional en relación con los pagos a los beneficiarios de la Ley 4,819/58, ISA Capital deberá pagar al Gobierno de Sao Paulo como contraprestación adicional, un Ajuste al Precio de Compra final igual a aproximadamente 21.00% del valor presente neto de los estimados anuales restantes de dichos pagos señalados en el Contrato de Compra de Acciones, y ya no se exigirá a ISA Capital pagar el Ajuste al Precio de Compra anual.

En adición a la contraprestación en dinero pagada por la oferta pública obligatoria de adquisición de acciones, ISA Capital debe pagar a los accionistas de CTEEP que vendieron sus acciones con ocasión de dicha oferta pública obligatoria, como contraprestación adicional, una suma por acción ordinaria de CTEEP igual al 80% de la suma por acción ordinaria de CTEEP que debe pagar al gobierno de Sao Paulo de conformidad con el Ajuste del Precio de Compra. CTEEP es conjunta y solidariamente responsable con ISA Capital por las obligaciones de ésta última frente al gobierno de Sao Paulo, y frente los accionistas y exaccionistas de CTEEP que participaron en la oferta pública obligatoria de adquisición con respecto al Ajuste del Precio de Compra.

ISA Capital tiene registrado en sus Estados Financieros a septiembre 30 de 2007 un pasivo a largo plazo de aproximadamente R\$318.41 millones (aproximadamente R \$310.96 millones (equivalentes a\$342.13 miles de millones) para responder por sus obligaciones ante el Gobierno de Sao Paulo e inversionistas OPA respecto al Ajuste al Precio de Compra, por Ley 4,819/58.

Los montos que a ISA Capital se le pueden exigir por parte del Gobierno de Sao Paulo a cuenta del Ajuste al Precio de Compra, lo mismo que las obligaciones bajo la Ley 4,819/58 por las cuales ISA Capital no recibirá compensación del Gobierno de Sao Paulo, pueden ser significativas y pueden afectar adversamente el negocio de CTEEP, los resultados de las operaciones, la condición financiera y su capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos, razón por la cual se provisionaron y se actualizan mensualmente por efecto de la variación monetaria.

Nuestra capacidad para administrar a CTEEP está sujeta a limitaciones y restricciones que surjan de las Normas que rigen el Programa de Privatización de CTEEP y los Contratos de Concesión de CTEEP.

Al adquirir las acciones de CTEEP en el Programa de Privatización de CTEEP, ISA Capital acordó ciertas restricciones y compromisos relacionados con CTEEP, incluidas, entre otras cosas, restricciones con respecto a la terminación de contrato de empleados, la reubicación de oficinas principales de CTEEP, la continuación del plan de beneficios y pensiones ofrecido por CTEEP a

sus empleados, y la continuación del apoyo financiero de CTEEP a algunas organizaciones sin fines de lucro.

Como resultado de estas restricciones y compromisos, la capacidad de CTEEP para tomar decisiones administrativas, incluidas las que se relacionen con la implementación de su estrategia de negocios, estará sujeta a limitaciones.

La capacidad de CTEEP para implementar su estrategia de negocios está sujeta a varios factores.

La estrategia de expansión de las actividades de CTEEP en el sector de transmisión de electricidad depende de la capacidad de CTEEP para:

- obtener los derechos para construir y operar nuevas líneas de transmisión y subestaciones, en licitaciones públicas;
- completar satisfactoriamente la construcción de nuevos proyectos de transmisión, evitar demoras en la construcción, costos imprevistos que excedan el presupuesto de CTEEP, problemas de ingeniería y ambientales, y evitar o resolver aspectos laborales y conflictos legales en conexión con la propiedad subyacente; y
- mantener una caja con fondos disponibles y líneas de crédito para financiar proyectos de transmisión y operaciones de CTEEP.

Cualquiera de estos factores puede tener un impacto adverso sobre la capacidad de CTEEP para ejecutar su estrategia de negocios y generar fondos suficientes para pagar dividendos o hacer otros repartos para nosotros.

El Gobierno Federal Brasileño y el Gobierno de Sao Paulo, que pueden no tener nuestros mismos intereses, poseen una parte sustancial del capital social de CTEEP.

El gobierno federal de Brasil, o el Gobierno Federal Brasileño, indirectamente posee un total aproximadamente de 9.85% de las Acciones Ordinarias de CTEEP, y aproximadamente 37.60% del capital social. El Gobierno de Sao Paulo directa e indirectamente posee cerca de 13.37% de las acciones preferenciales de CTEEP y aproximadamente 7.76% del capital social. Los derechos del Gobierno Federal Brasileño y el Gobierno de Sao Paulo como accionistas de CTEEP pueden limitar la flexibilidad de esta entidad para responder ante los avances del mercado, participar en ciertas transacciones o de otro modo hacer cambios en sus negocios y operaciones, y puede someter a CTEEP a la presión pública o política, lo cual puede afectar el negocios de CTEEP, sus resultados de las operaciones, la condición financiera y su capacidad para pagarnos dividendos o hacer otros repartos.

CTEEP está sujeta a una extensa regulación y legislación gubernamental relacionada con la industria eléctrica brasileña, que puede afectar sus negocios, los resultados de las operaciones y la condición financiera.

Las actividades principales de CTEEP—implementación, operación y mantenimiento de sistemas de transmisión de electricidad—están reguladas y supervisadas por el Gobierno Federal Brasileño a través de distintas autoridades que incluyen a BMME, ANEEL y ONS. Históricamente, estas autoridades han ejercido un alto nivel de influencia sobre las actividades de CTEEP. BMME, ANEEL y ONS tienen autoridad discrecional para implementar, modificar e interpretar políticas y

normas aplicables a los distintos aspectos del negocio de CTEEP. Las áreas afectadas de manera más significativa incluyen operaciones, mantenimiento y seguridad.

CTEEP tiene dos concesiones a largo plazo para la prestación de servicios de transmisión de electricidad en el Estado de Sao Paulo bajo contratos de concesión suscritos con ANEEL, en nombre del Gobierno Federal Brasileño (en adelante los “Contratos de Concesión”). El Contrato de Concesión No. 059/2001, fechado el 20 de junio de 2001, o el Contrato de Concesión 059/2001, se relacionan con las principales subestaciones y líneas de transmisión de electricidad del CTEEP y expira en 2015. El Contrato de Concesión No. 143/2001, fechado el 21 de diciembre de 2001, o el Contrato de Concesión 143/2001, se relaciona con la línea de transmisión de electricidad Chavantes–Botucatu y expira en 2031. Los Contratos de Concesión también están sujetos a la autoridad para la toma de decisiones regulatorias de ANEEL. Los Ingresos Regulados de CTEEP se determinan de conformidad con los Contratos de Concesión suscritos con ANEEL, y están sujetos a la autoridad para la toma de decisiones regulatorias de ANEEL. Los Contratos de Concesión contemplan dos tipos de revisión de tasas: (1) el ajuste anual, diseñado para compensar algunos de los efectos de la inflación sobre las tarifas; y (2) la revisión extraordinaria, relacionada con cambios en leyes o eventos imprevisibles que están por fuera del control de CTEEP y que pueden causar incrementos en sus costos operacionales. El Contrato de Concesión 059/2001 también contempla una revisión periódica, que ocurre cada 4 años y está diseñada para responder a otras variaciones en los costos de CTEEP y a la tasa de retorno del capital invertido, o la Revisión Periódica de los Ingresos Anuales Permitidos.

Cualquier medida regulatoria significativa tomada por BMME, ANEEL y la ONS puede imponer una carga significativa sobre las actividades de CTEEP, y puede tener un efecto adverso sustancial sobre su negocio, los resultados de las operaciones y la condición financiera de CTEEP.

Decisiones contrarias en procesos judiciales en los cuales CTEEP sea parte pueden afectar adversamente nuestros resultados consolidados de las operaciones y la condición financiera.

CTEEP es parte en varios procesos judiciales que involucran reclamaciones sustanciales. Estos juicios implican una amplia gama de materias, incluidos procesos gubernamentales, demandas laborales, cargos regulatorios y de impuestos y disputas contractuales. Además, CTEEP es parte en varios juicios que comenzaron antes o posteriormente al proceso de escisión a través del cual se formó CTEEP en 1999, que implican obligaciones relacionadas con los activos que se escindieron de CESP—Companhia Energética de São Paulo, una compañía de generación, transmisión y distribución de electricidad de propiedad del estado e integrada verticalmente, o CESP, y transferidos a CTEEP y cuando EPTE—Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A., o EPTE, se fusionó con CTEEP. EPTE se formó después que Eletropaulo—Eletricidade de São Paulo S.A., una compañía de generación, transmisión y distribución de electricidad de propiedad del estado e integrada verticalmente, o Eletropaulo, aprobó el Protocolo de Escisión Parcial de Eletropaulo (Protocolo de Cisão Parcial da Eletropaulo), o el Protocolo de Escisión de Eletropaulo, según el cual los activos, pasivos y derechos de concesión de Eletropaulo fueron transferidos a tres compañías diferentes para separar los negocios de generación, transmisión y distribución de Eletropaulo. Bajo el Protocolo de Escisión de Eletropaulo, los activos, pasivos y derechos de concesión de transmisión de electricidad de Eletropaulo fueron transferidos a EPTE.

Varios de estos juicios, incluida la demanda ejecutiva presentada por Centrais Elétricas Brasileiras S.A., una sociedad anónima controlada por el Gobierno Federal Brasileño, o Eletrobrás, contra Eletropaulo en 1989 y CTEEP como sucesor de EPTE, también involucran reclamaciones sustanciales.

A septiembre 30 de 2007 el monto total de la reserva reflejado en la información financiera provisional sin auditar de CTEEP en relación con dichos procesos fue R\$198.60 millones

(aproximadamente Col\$218.5 miles de millones). CTEEP cree que el monto de esta reserva es coherente con los PCGA brasileños y la política de provisiones de CTEEP. Además, a 30 de septiembre de 2007, CTEEP había depositado R\$8.35 millones (aproximadamente Col\$9.19 miles de millones) ante varias cortes brasileñas a cuenta de la obligación potencial de CTEEP que surgiera de algunos de estos juicios. Debido a que derivamos el 57.16% de la utilidad neta consolidada de CTEEP, podemos resultar afectados negativamente en la medida en que una decisión final en cualquiera de estos juicios y/o la insuficiencia de dichas reservas afecte negativamente el negocio de CTEEP, su condición financiera y capacidad para pagarnos dividendos o hacer otros repartos a nuestro favor.

Las concesiones de CTEEP según las cuales está autorizada para transmitir electricidad, están sujetas a terminación anticipada y declaración de caducidad en ciertas circunstancias.

Si CTEEP incumple sus obligaciones bajo los Contratos de Concesión o bajo las regulaciones y normas aplicables, puede quedar expuesto a sanciones por parte de ANEEL, incluidas advertencias, multas, suspensión temporal del derecho a participar en procesos licitatorios, intervención y terminación de la concesión correspondiente. Las sanciones que ANEEL puede aplicar varían dependiendo de la naturaleza de la violación y teniendo en cuenta la magnitud de los daños causados a los usuarios, así como sanciones anteriores impuestas a CTEEP por violaciones a estos Contratos de Concesión dentro de los últimos cuatro años. Si CTEEP presenta acciones legales o administrativas para enfrentar la imposición de cualquiera de dichas sanciones por parte de ANEEL, la aplicación de las mismas se pospondrá, pendiente de la resolución de dichos procesos.

Bajo ciertas circunstancias, después de un incumplimiento de un contrato de concesión, ANEEL podría asumir el control de la concesión de CTEEP a través de la expedición de una resolución estableciendo el periodo, las razones, los objetivos y las limitaciones de dicha toma de control de la concesión por parte de ANEEL, y nombrando un receptor o administrador para dirigir la concesión. Dentro de los 30 días siguientes a la expedición de dicha resolución, se requiere que ANEEL comience un proceso administrativo para justificar su toma del control y evaluar las consecuencias del incumplimiento que dio origen a la misma. Si este proceso no se completa dentro de los 180 días siguientes, la toma de control se considerará invalidada.

Además, ANEEL tiene la facultad de dar por terminadas las concesiones de CTEEP antes de su vencimiento, a través de un decreto de expropiación o declaración de caducidad.

Expropiación es la cancelación anticipada de una concesión en aras del interés público.

Declaración de caducidad implica la revocatoria de las concesiones de CTEEP como una consecuencia del incumplimiento de CTEEP de sus obligaciones bajo el contrato de concesión correspondiente. Si CTEEP incumple sus obligaciones bajo sus Contratos de Concesión en todo o en parte, ANEEL puede revocar la concesión correspondiente o imponer sanciones legales y contractuales aplicables. Específicamente, ANEEL puede declarar la caducidad de la concesión si:

- CTEEP presta un servicio inadecuado o deficiente con base en las normas, criterios, índices y parámetros que definen la calidad del servicio;
- CTEEP incumple las leyes y regulaciones aplicables;
- CTEEP suspende la prestación de los servicios de transmisión de electricidad, excepto en el evento de fuerza mayor;
- CTEEP deja de contar con las condiciones económicas, técnicas u operacionales para mantener un nivel adecuado de servicio de la concesión;

- CTEEP incumple sanciones que le sean impuestas en caso de una infracción de su parte, dentro de límites de tiempo adecuados;
- CTEEP no corrige interrupciones graves en la prestación de servicios de transmisión de electricidad después de que ANEEL instruya a CTEEP para hacerlo; o
- una decisión final no apelable contra CTEEP proferida por una corte competente encuentra a CTEEP responsable del no pago de impuestos, incluidos los que se relacionan con aportes a la seguridad social.

Si ANEEL determina que CTEEP incumple cualquiera de sus Contratos de Concesión, primero deberá dar a CTEEP información detallada del incumplimiento alegado e indicar el tiempo durante el cual CTEEP puede tratar de remediarlo. Para declarar la caducidad de la concesión, ANEEL necesitará demostrar el incumplimiento alegado en un proceso administrativo y CTEEP tendrá la oportunidad de defenderse. Si se emite una decisión adversa, ANEEL puede declarar la caducidad de la concesión de CTEEP.

Si se cancela un contrato de concesión, o si se expide un decreto que solicita la expropiación o declaración de caducidad de la concesión de CTEEP, esta última tendrá derecho a compensación de ANEEL por las inversiones hechas en activos relacionados con la prestación de servicios de transmisión de electricidad, en la medida en que CTEEP no haya recuperado ya dichas inversiones a través de los Ingresos Regulados que recibe bajo sus Contratos de Concesión. Sin embargo, la declaración de caducidad puede ocurrir sin esperar una decisión en cuanto a si ANEEL debe compensar a CTEEP por las inversiones hechas en relación con la concesión que ha recibido la declaración de caducidad.

Una vez que se ha declarado la caducidad de la concesión, el Gobierno Federal Brasileño no será responsable ante ningún tercero o empleados del concesionario en relación con el periodo a partir de la fecha de la caducidad. Además, si ANEEL cree que un contrato de concesión causaría detrimento para la adecuada prestación de los servicios de transmisión de electricidad contemplados bajo dicho contrato, ANEEL podría comenzar un proceso administrativo para cancelar dicho contrato de concesión.

CTEEP, a su vez, puede buscar la terminación de sus Contratos de Concesión si una corte determina que el Gobierno Federal Brasileño incumplió un contrato de concesión.

La compensación a la cual CTEEP tiene derecho por cualquier terminación anticipada de sus Contratos de Concesión por expropiación, caducidad o cancelación puede ser menor que el valor actual de los activos bajo dichas concesiones. Además, si cualquiera de los Contratos de Concesión se diera por terminado como resultado del incumplimiento de las obligaciones por parte de CTEEP, la compensación por ello no sería pagadera por parte del Gobierno Federal Brasileño hasta después que la terminación hubiera ocurrido, y el monto de dicha compensación podría reducirse significativamente por multas, sanciones y daños causados al Gobierno Federal Brasileño y/o ANEEL.

ANEEL podría penalizar a CTEEP o asumir el control de sus concesiones si CTEEP incumple los términos de sus Contratos de Concesión o normas y regulaciones aplicables.

CTEEP debe mantener ciertos estándares de calidad, seguridad y mantenimiento con respecto a sus activos de transmisión de electricidad. ANEEL puede imponer sanciones y restricciones a CTEEP por incumplimiento o violaciones de sus obligaciones legales y contractuales con respecto a dichos estándares. Dependiendo de la naturaleza de la infracción o violación, CTEEP puede estar sujeto a cualquiera de las siguientes medidas:

- advertencias;

- sanciones hasta del 2% de los ingresos de CTEEP obtenidos en un periodo de 12 meses anterior a la violación;
- requerimientos judiciales que impidan la construcción de nuevas instalaciones de transmisión o la compra de nuevos equipos;
- restricciones sobre la operación de equipos e instalaciones de transmisión existentes;
- suspensión temporal de la participación en procesos licitatorios para nuevas concesiones; y
- terminación anticipada de concesiones de CTEEP.

Además de las sanciones descritas antes, ANEEL puede asumir el control (intervención) de las concesiones de CTEEP o asumir sus operaciones para garantizar el funcionamiento adecuado de las instalaciones de transmisión de electricidad de CTEEP y el cumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables. Cualquiera de las sanciones señaladas o la intervención de ANEEL en concesiones de CTEEP o la toma de sus operaciones puede tener un efecto adverso sustancial en el negocio, los resultados de las operaciones, la condición financiera y la capacidad de CTEEP para pagarnos dividendos o hacer otros repartos.

CTEEP es responsable por las pérdidas y daños causados a terceros como resultado de fallas en sus líneas de transmisión de electricidad lo mismo que por las interrupciones o perturbaciones que no se atribuyan a ningún participante identificado en BSIN.

CTEEP es responsable de:

- pérdidas y daños causados a terceros como resultado de fallas en la operación de su equipo o instalaciones de transmisión, lo cual puede causar interrupciones o perturbaciones en los sistemas de reparto y/o transmisión; o
- interrupciones o perturbaciones que no pueden atribuirse a un participante específico en el BSIN. Los daños se distribuyen aproximadamente como sigue: 35.7% a distribuidores, 35.7% a generadores y 28.6% a compañías de transmisión, incluida CTEEP.

Ni ANEEL, ONS o los usuarios del sistema de transmisión de electricidad de CTEEP están asegurados contra estas pérdidas e interrupciones. Como resultado, cualesquier pérdidas u obligaciones que resulten de tales eventos podrían tener un efecto adverso sustancial sobre el negocio de CTEEP, los resultados de las operaciones, la condición financiera y su capacidad para pagarnos dividendos o hacer otros repartos.

CTEEP tiene pasivos pensionales significativos que podrían aumentar por ajustes actuariales en el futuro y por el resultado de los litigios en curso que involucran planes pensionales de CTEEP.

El 30 de septiembre de 1997, Eletropaulo suscribió un contrato con EPTE según el cual ciertos pasivos pensionales de Eletropaulo a Fundação CESP, una entidad organizada sin fines de lucro según las leyes de Brasil, o Fundação CESP, fueron transferidos a EPTE en conexión con la escisión de EPTE a partir de Eletropaulo. Dichos pasivos pensionales fueron proporcionales a la cantidad de trabajadores que estaban originalmente empleados por Eletropaulo y que luego fueron transferidos a EPTE y después a CTEEP. El 28 de noviembre de 1997, antes de la escisión de sus activos de transmisión de electricidad, CESP suscribió un contrato con Fundação CESP, según el cual cambió su plan de pensiones de un plan de beneficios definidos, a un plan mixto constituido

por comisiones definidas (30%) y beneficios definidos (70%). Para implementar dicho cambio en su plan pensional, CESP acordó pagar el total de la deuda del plan de beneficios definidos, el cual fue financiado en cuotas mensuales por un periodo de 20 años, con una última cuota a pagar en el año 2017.

Al término de cada año fiscal, una compañía independiente realiza una valoración actuarial y redefine los superávit o déficit relacionados con las obligaciones pensionales de CTEEP respecto de los empleados de CESP y EPTE, monto que entonces se agrega o se resta del saldo por vencer de la deuda con Fundação CESP y el monto resultante se divide entre la cantidad de cuotas restantes. En años recientes, las valoraciones actuariales han producido superávit, pero no puede haber certeza de que se mantendrá el superávit como resultado de las valoraciones actuariales en el futuro, y en el evento de que se presente un déficit, el monto de la deuda de CTEEP aumentará y sus resultados operacionales y condición financiera serán afectados, lo cual puede tener un efecto adverso sobre su capacidad para pagarnos dividendos o hacer otros repartos.

CTEEP ha registrado en sus Estados Financieros una cuenta por cobrar con un monto igual a la diferencia entre el valor del que CTEEP cree que el gobierno de Sao Paulo es responsable de conformidad con la Ley 4,819/5, y el monto que el Gobierno de Sao Paulo realmente paga a cuenta de dicho pasivo. El monto de esta cuenta por cobrar al 30 de septiembre de 2007 era R\$161.79 millones (aproximadamente Col\$178 miles de millones). Si una corte considera que la posición del Gobierno de Sao Paulo con respecto a su obligación bajo la Ley 4,819/58 es correcta, nosotros tendremos que cancelar dichas cuentas por cobrar y reconocer una pérdida correspondiente. Si se requiere que CTEEP reconozca dicha pérdida, sus resultados de las operaciones, condición financiera y capacidad para pagarnos dividendos futuros y otros repartos pueden verse afectadas adversamente de manera sustancial.

Además, de conformidad con la Resolución No. 158/2005 de ANEEL, o Resolución 158, si ONS solicita que CTEEP implemente ciertos refuerzos respecto a sus instalaciones de transmisión de electricidad para efectos de ampliar la capacidad de transmisión o mejorar la confiabilidad del BSIN, CTEEP implementará dichos refuerzos sin necesidad de autorización previa de ANEEL. Sin embargo, la Resolución 158 no establece un procedimiento para determinar el límite en que se aumentarán los Ingresos Anuales Permitidos de CTEEP, para compensar a CTEEP por las inversiones hechas en relación con dichos refuerzos.

Tratando de equilibrar los intereses de los consumidores de electricidad para obtener electricidad a un precio razonable, por un lado, y las necesidades de CTEEP y de otras compañías que operan en el sector eléctrico para ser rentables, del otro, ANEEL puede emprender acciones que impacten en forma adversa sobre la rentabilidad de CTEEP. La discreción de ANEEL para revisar las tarifas de CTEEP crea una incertidumbre significativa en la operación de su negocio e ingresos. En la medida en que ANEEL no otorgue oportunamente aumentos significativos de tarifas, el negocio, los resultados de las operaciones, la condición financiera y la capacidad de CTEEP para pagarnos dividendos o hacer otros repartos podrían afectarse adversamente.

Los esfuerzos del Gobierno para combatir la inflación pueden provocar significativamente incertidumbre económica en Brasil, y podrían perjudicar a CTEEP y nuestros resultados consolidados.

En el pasado, Brasil experimentó tasas de inflación extremadamente altas. La inflación y las medidas del Gobierno Federal Brasileño para combatirla han tenido efectos negativos significativos sobre la economía brasileña, contribuyendo a la incertidumbre económica y elevando la volatilidad de los mercados de valores brasileños. Las medidas de Gobierno Federal Brasileño para controlar la inflación con frecuencia han incluido mantener una estricta política monetaria con altas tasas de interés, restringiendo de ese modo la disponibilidad de crédito y reduciendo el crecimiento económico. A finales 2001, 2002, 2003, 2004, 2005 y 2006, las tasas de interés oficiales en Brasil

fueron 17.31%, 19.17%, 23.33%, 16.24%, 19.04% y 15.08%, respectivamente. A 30 de septiembre de 2007, la tasa de interés oficial en Brasil fue 11.25%.

La tasa anual de inflación, medida por el índice de inflación IGP-M, ha caído de 20.10% en 1999 a 3.83% en 2006. Sin embargo, las medidas del Gobierno Brasileño, incluida la disminución de las tasas de interés, la intervención del mercado cambiario y las acciones para ajustar o fijar el valor del Real, pueden generar aumentos de la inflación. Si Brasil experimenta de nuevo una inflación elevada, las provisiones para ajustes anuales por inflación en nuestros contratos de concesión pueden no ser suficientes para protegernos completamente contra los efectos de dichos aumentos.

Adicionalmente, en caso de un aumento de la inflación, el Gobierno Federal Brasileño puede optar por aumentar las tasas de interés oficiales. Los incrementos en las tasas de interés no sólo afectarían el costo de financiación de CTEEP, sino que también tendrían un efecto adverso sustancial sobre CTEEP y, en consecuencia, sobre nosotros.

La inestabilidad de la tasa de cambio puede tener un efecto adverso sustancial sobre nosotros y sobre el precio de negociación de nuestras ADS.

Durante las últimas décadas, la moneda brasileña ha experimentado devaluaciones frecuentes y sustanciales en relación con el dólar estadounidense y otras monedas extranjeras. A lo largo de este periodo, el Gobierno Federal Brasileño ha implementado varios planes económicos y ha utilizado diferentes políticas de tipo de cambio, incluidas devaluaciones repentinas, minidevaluaciones periódicas durante las cuales la frecuencia de los ajustes ha variado de diaria a mensual, sistemas de tasa de cambio flotante, controles cambiarios y mercados cambiarios duales. De tiempo en tiempo ha habido fluctuaciones significativas en la tasa de cambio entre el real brasileño y el dólar estadounidense y otras monedas. Por ejemplo, el real brasileño se depreció frente al dólar estadounidense 9.30% en 2000, 18.66% en 2001 y 52.27% en 2002. A 31 de diciembre de 2006, CTEEP no tiene deuda en monedas extranjeras. Aunque el real brasileño se apreció 8.12%, 11.81% y 8.65% frente al dólar estadounidense en 2004, 2005 y 2006, respectivamente (de acuerdo con la información publicada por el Banco Central de Brasil –*Banco Central do Brasil*–), no se puede dar ninguna certeza de que el real brasileño no se depreciará frente al dólar estadounidense otra vez. El 30 de septiembre de 2007, la tasa de cambio era R\$1.8389 por U.S.\$1.00.

La depreciación del real brasileño frente al dólar estadounidense podría crear presiones inflacionarias adicionales en Brasil y causar aumentos en las tasas de interés, lo cual podría afectar negativamente la economía brasileña como un todo y producir un efecto adverso sustancial sobre nosotros.

Es posible que nuestros accionistas no reciban la misma información financiera acerca de CTEEP que reciben otros accionistas de CTEEP, como resultado de diferencias en las obligaciones de divulgación de información entre Colombia y Brasil.

Como toda compañía que cotiza en bolsa en Brasil, CTEEP tiene la obligación de cumplir con obligaciones de reportar y entregar información financiera al público de conformidad con las normas brasileñas que gobiernan el mercado público de valores, y las normas y regulaciones de la autoridad competente en este tema (Comissao de Valores Mobiliários – CVM), las cuales difieren en ciertos aspectos materiales respecto de las normas colombianas y las obligaciones de divulgación de información a la SFC y la BVC. Como resultado, los accionistas de CTEEP pueden tener derecho a recibir información adicional de CTEEP bajo las normas de valores brasileñas, en comparación con la que reciben nuestros accionistas de conformidad con las normas colombianas.

O. ADQUISICIÓN DE ACTIVOS DISTINTOS A LOS DEL GIRO NORMAL DEL NEGOCIO DEL EMISOR.

No se evidencian en forma directa riesgos asociados a la adquisición de activos distintos a los del giro normal de nuestro negocio que puedan afectar el nivel de riesgo de la inversión en las Acciones Ordinarias que se ofrecen.

P. VENCIMIENTO DE CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO.

No se evidencian en forma directa riesgos asociados al vencimiento de contratos de abastecimiento que puedan afectar el nivel de riesgo de la inversión en las Acciones Ordinarias que se ofrecen.

Q. IMPACTO DE LAS REGULACIONES Y NORMAS QUE ATAÑEN AL EMISOR Y DE POSIBLES CAMBIOS EN LAS MISMAS.

Nuevos requerimientos de depósito impuestos por el Banco de la República de Colombia y el MHCP en relación con los préstamos en moneda extranjera e inversiones de portafolio, respectivamente, pueden incrementar el costo de nuestra financiación.

El 6 de mayo de 2007, el Banco de la República de Colombia expidió una resolución que entró en vigencia ese mismo día y es aplicable a toda operación de financiación que se realice a partir de esa fecha, por medio de la cual se requiere que una suma en pesos colombianos equivalente al 40% del monto desembolsado con ocasión de préstamos y endeudamiento en moneda extranjera entregado a prestatarios colombianos, debe ser depositado en una cuenta que no genera intereses ante el Banco de la República y mantenido allí por un periodo de seis meses a partir de la fecha del desembolso. Este depósito, que aplica a la mayoría de la deuda externa denominada en moneda extranjera, puede incrementar el costo de nuestra financiación, lo que a su vez podría afectar adversamente nuestro negocio, resultados de las operaciones y condición financiera, y nuestra capacidad para pagar dividendos y hacer otros repartos.

Adicionalmente, el 23 de mayo de 2007, a través de la expedición del Decreto No. 1,801 de 2007, el gobierno colombiano expidió una nueva regulación que impuso restricciones adicionales que afectan las inversiones de portafolio (incluyendo inversiones bajo la forma de programas de ADR's) las cuales requerían que un depósito (en adelante el "Depósito") igual al 40% del valor de la inversión debía constituirse ante el Banco de la República por un periodo de seis meses, so pena de incurrir en un descuento o sanción de hasta el 9.40% del Depósito en caso de solicitar su restitución anticipada. Sin embargo, el 29 de junio de 2007 el gobierno colombiano a través del Decreto No. 2,466 de 2007 expresamente exceptuó del requisito del Depósito a ciertos fondos institucionales, particularmente a los mencionados en el artículo 41 del Decreto 2080 de 2000 (Régimen General de Inversiones de capital del exterior en Colombia).

Existen restricciones a la inversión extranjera en Colombia.

El Régimen General de Inversiones de capital del exterior en Colombia, Decreto 2080 de 2000, que ha sido modificado de tiempo en tiempo, establece la forma como las personas naturales o jurídicas no residentes en Colombia pueden invertir y participar en el mercado público de valores. Entre otros requisitos, este régimen exige el registro de ciertas operaciones de cambio ante el Banco de la República, especifica los procedimientos para autorizar y administrar ciertos tipos de inversiones en cabeza de inversionistas extranjeros, y exige que los inversionistas del exterior que quieran comprar acciones deberán presentar cierta información y cumplir con algunos procedimientos de registro de la inversión requeridos bajo las normas de inversión extranjera, en conexión con los controles de cambios que restringen la conversión de pesos colombianos a dólares estadounidenses. Bajo estas regulaciones, si un no residente omite reportar o registrar a

tiempo ante el Banco de la República las operaciones de cambio relacionadas con inversiones en Colombia, puede perder sus derechos para remitir dineros al exterior, constituyendo una infracción a las normas cambiarias que puede resultar en la imposición de una multa. El gobierno colombiano, el Congreso de la República de Colombia o el Banco de la República pueden optar por no reducir las restricciones aplicables a inversiones extranjeras, y podrían implementar reglas más restrictivas en el futuro.

Adicionalmente, de acuerdo con las normas cambiarias colombianas, el Banco de la República puede limitar el envío de dividendos al exterior y/o las inversiones denominadas en moneda extranjera, en el evento en que las reservas internacionales de la República de Colombia caigan por debajo una suma igual a tres (3) meses de importaciones. Desde la creación del régimen de cambios en 1991, esta medida no ha sido utilizada. Si embargo, no podemos asegurar que el Banco de la República no la implementará en el futuro.

Estamos sujetos a una extensa legislación y regulación gubernamental que puede afectar nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la condición financiera.

El desarrollo de nuestro negocio está sujeto a regulaciones aplicables al sector de electricidad en los países donde operamos, así como a las reglas e interpretaciones expedidas por las autoridades gubernamentales competentes, y a los términos de nuestras concesiones y licencias en los países en los que operamos bajo concesiones y licencias estatales. Históricamente, dichas autoridades han ejercido un alto grado de influencia sobre nuestras actividades. Las áreas afectadas más significativamente incluyen operaciones, mantenimiento y seguridad. No podemos asegurar que el marco regulatorio del sector eléctrico actualmente vigente en los países donde operamos continuará siendo interpretado o aplicado por las autoridades competentes de esos países de manera tal que no afecte negativamente nuestras operaciones o nuestros resultados financieros. Adicionalmente, no podemos asegurar que nuevas regulaciones introducidas en los países donde operamos no afectarán negativamente nuestro negocio y operaciones, y nuestra capacidad para pagar dividendos y hacer otros repartos.

También podemos estar sujetos a ajustes adversos de nuestros Ingresos Regulados y a otras medidas tomadas por agencias que regulan nuestro negocio y los clientes en los países donde operamos. En Colombia, la CREG está adelantando actualmente una revisión completa de los Ingresos Regulados que se pagan a las compañías de transmisión de electricidad que operan en el país para determinar los nuevos criterios para la remuneración de los servicios de transmisión de electricidad para un periodo de cinco años. Esperamos que el resultado de esta revisión conduzca a cambios en nuestra estructura de tarifas incluyendo, entre otras cosas, el recálculo de la compensación que recibimos por tener disponibles para el STN nuestros activos de transmisión de electricidad, un análisis revisado de nuestros costos de transmisión de electricidad, modificaciones posibles a nuestros estándares de calidad del servicio y esquema de sanciones y, finalmente, una revisión de nuestra base de activos y tasa de retorno. Mientras esperamos que la nueva estructura de tarifas esté basada en criterios objetivos, técnicos e independientes de manera que refleje la estructura de costos actual de las compañías de nuestra industria, el resultado de la revisión de ingresos es altamente incierto en cuanto al momento de su implementación y su resultado final. Por lo tanto, no podemos asegurar que la revisión de ingresos concluirá en tiempo o que la nueva estructura de tarifas va a cubrir nuestros costos y a compensar los efectos de la inflación y las devaluaciones de la moneda en el futuro, y que nos otorgará un adecuado retorno sobre nuestra base de activos. Adicionalmente, si se requiriera que nuestras redes de transmisión de electricidad hicieran descuentos sustanciales en el precio de sus servicios a causa de presión regulatoria, nuestros negocios, condición financiera y el resultado de las operaciones podrían afectarse sustancialmente. Ver “Capítulo 5 – Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de la operación y la situación financiera del emisor y sus subordinadas – Tendencias, compromisos o acontecimientos conocidos que puedan o vayan a afectar significativamente la liquidez del emisor, sus resultados de operación o situación financiera”.

En Brasil, ANEEL recientemente completó la revisión periódica de la parte de los Ingresos Regulados de CTEEP bajo el Contrato de Concesión 059/2001, que se relaciona con nuevas inversiones en los activos de transmisión de electricidad de CTEEP efectuadas durante el periodo de enero de 2000 a junio de 2005. Esta revisión periódica se realiza cada 4 años y está diseñada para reflejar las variaciones en los costos operacionales de CTEEP y la tasa de retorno del capital invertido bajo el Contrato de Concesión 059/2001 con respecto a nuevas inversiones, y para mantener las condiciones económicas y financieras presentes al momento de la suscripción de dicho contrato de concesión, o la Revisión Periódica de Ingresos Anuales Permitidos. El 26 de junio de 2007, ANEEL profirió la Resolución No. 488, la cual adoptó los criterios establecidos en la Resolución ANEEL No. 257/2007 y detallados en la Nota Técnica ANEEL No. 171. Esta nota técnica determinó la metodología usada por ANEEL para llevar a cabo la Revisión Periódica de Ingresos Anuales Permitidos. Como resultado de la recientemente terminada Revisión Periódica de Ingresos Anuales Permitidos, ANEEL ordenó una reducción del 26.15% de la parte de los Ingresos Regulados de CTEEP bajo el Contrato de Concesión 059/2001, que se relaciona con nuevas inversiones en los activos de transmisión de electricidad de CTEEP efectuadas durante el periodo de enero de 2000 a junio de 2005. Esta porción de los Ingresos Regulados de CTEEP representó 2.57%, 2.81%, 2.36% y 2.13% del total de los Ingresos Regulados recibidos por CTEEP del Contrato de Concesión 059/2001 en los tres años terminados Diciembre 31, 2004, 2005 y 2006 y los nueve meses terminados en septiembre 30, 2007, respectivamente. Esta reducción representa una reducción anual equivalente a R\$33.34 millones en el monto que CTEEP tiene derecho a cobrar a los usuarios de su sistema de transmisión de electricidad bajo el Contrato de Concesión 059/2001 para el periodo de julio de 2007 a junio de 2009. Adicionalmente, como resultado de la reducción CTEEP deberá reembolsar R\$66.68 millones a los usuarios de su sistema de transmisión de electricidad a través de deducciones mensuales de los Ingresos Regulados que CTEEP tiene derecho a recibir desde julio de 2007 hasta junio de 2009 bajo el Contrato de Concesión 059/2001. Tal deducción se ajustará por inflación con base en el IGP-M en junio de 2008. De conformidad con la Revisión Periódica de Ingresos Anuales Permitidos, aproximadamente el 9.42% (R\$123.92 millones) del total de los Ingresos Regulados de CTEEP bajo el Contrato de Concesión 059/2001 fueron revisados y recalculados por ANEEL mientras que el 88.30% (R\$1.17 miles de millones) no está sujeto a la revisión periódica cada cuatro años y el restante 1.75% (R\$23 millones) de los Ingresos Regulados de CTEEP bajo el Contrato de Concesión 059/2001 serán revisados en el año 2009, para cuando la próxima Revisión Periódica de Ingresos Anuales Permitidos está programada. El 9 de julio de 2007, con el ánimo de controvertir las metodologías y criterios usadas por ANEEL para la revisión periódica de los ingresos anuales permitidos de las compañías del sector de transmisión de electricidad brasileiro afectadas por el resultado de tal revisión, ABRATE inició un procedimiento administrativo ante ANEEL en representación de CTEEP y de otras siete compañías brasileiras de transmisión de electricidad. CTEEP empezó un procedimiento administrativo ante ANEEL para atacar la aplicación de la Resolución 488 cuando reciba de ANEEL las copias de toda la actuación administrativa mantenidas por ANEEL en relación con la Revisión Periódica de Ingresos Anuales Permitidos. Ni los procedimientos administrativos iniciados por ABRATE ni la acción que CTEEP inició tienen el efecto de suspender la aplicación del ajuste a los Ingresos Regulados de CTEEP resultante de la Resolución 488. No puede asegurarse que alguno de dichos procedimientos administrativos terminará con la suspensión o modificación del ajuste a los Ingresos Regulados de CTEEP resultante de la Resolución 488.

Además, la introducción de requerimientos regulatorios más exigentes relacionados con la integridad de nuestras redes de transmisión de electricidad, podría requerir gastos adicionales en bienes de capital para cumplir con dichos requerimientos nuevos.

Por otra parte, dado que estamos controlados por la Nación Colombiana, podemos estar sujetos a control fiscal por parte de la CGR. Las regulaciones relativas a dicho control y su interpretación también pueden ser modificadas o interpretadas de tal manera que otorguen a la CGR mayor autoridad sobre nosotros.

Una disminución significativa de nuestros Ingresos Regulados o la introducción de nuevas regulaciones que eliminen la indexación de nuestros Ingresos Regulados o el sistema de garantías que nos protege frente al incumplimiento en los pagos por parte de nuestros clientes, podrían afectar negativamente y de forma significativa nuestro negocio, resultados de las operaciones y condición financiera, y nuestra capacidad para pagar dividendos y hacer otros repartos.

Todos los ingresos de nuestro negocio Colombiano de transmisión de electricidad están sujetos a la regulación del gobierno. De conformidad con las leyes y regulaciones relevantes, las tasas que tenemos permitido cobrar por nuestros servicios de transmisión de electricidad permiten su indexación con base en cambios anuales en el IPP para activos en operación después de enero de 2000, y en el PPI para activos que comenzaron operación comercial después de enero de 2000, así como ajustes cada cinco años con base en criterios establecidos por la CREG periódicamente. En Colombia, nuestros Ingresos Regulados relacionados con activos que estaban en operación a enero de 2000, que representan aproximadamente 81.92% de nuestros ingresos operacionales, actualmente están sujetos a un proceso de revisión conducido por la CREG que toma en cuenta nuestros costos de capital, márgenes operacionales, costos operacionales y retorno sobre capital invertido. De conformidad con dicho proceso de revisión, la CREG puede decidir ajustar nuestros Ingresos Regulados al alza o a la baja, en la medida en que determine que dichos ajustes son necesarios para reflejar entre otras cosas, el VRN actual de nuestros activos de transmisión de electricidad, y nuestros costos operacionales y de mantenimiento actuales. Un ajuste sustancial a la baja de nuestros Ingresos Regulados o la introducción de nuevas regulaciones que eliminen las características de indexación de tales ingresos, afectaría adversamente y de manera sustancial nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la condición financiera, y nuestra capacidad para pagar dividendos y hacer otros repartos.

Cambios en la regulación, la legislación y las tasas pueden afectar adversamente nuestros negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones.

Nuestras redes de transmisión de electricidad están sujetas a leyes y regulaciones extensas sobre energía, medioambiente y de otra índole a nivel nacional y local, que afectan muchos aspectos de nuestras operaciones. Dichas leyes y regulaciones se relacionan, entre otras cosas, con concesiones, licencias, permisos y otras aprobaciones requeridas, las tasas que podemos cobrar por nuestros servicios, los términos y condiciones que se aplican a nuestros servicios, nuestra capacidad para recuperar varias categorías de costos y la adquisición, construcción y disposición de instalaciones por parte nuestra.

Aunque creemos que nuestras redes de transmisión de electricidad se han operado en cumplimiento sustancial de las leyes, regulaciones, concesiones, licencias, permisos y aprobaciones aplicables, nuestras operaciones pueden no cumplir en algún momento todas las leyes y regulaciones, y todas las demás condiciones establecidas mediante concesiones, licencias, aprobaciones y permisos aplicables. Además, podemos no estar en capacidad de renovar o mantener todas las concesiones, licencias, permisos y aprobaciones requeridos para poseer u operar nuestras redes de transmisión de electricidad. La imposibilidad de renovar o mantener cualesquiera de las concesiones, licencias, permisos o aprobaciones requeridas o nuestra incapacidad para satisfacer cualesquier requerimientos legales aplicables puede resultar en el aumento de costos de cumplimiento, la necesidad de gastos adicionales en bienes de capital o una

suspensión de las operaciones, lo cual podría tener un efecto adverso sustancial sobre nuestros flujos de caja, la condición financiera y los resultados de las operaciones.

La naturaleza y grado de regulación y legislación que afectan a las compañías de electricidad en los países donde operamos se ha vuelto significativamente más compleja en años recientes y no existe ninguna certeza de que no ocurrirán cambios sustanciales o que las políticas y normas existentes no se aplicarán, interpretarán o cumplirán de una manera nueva o diferente, incluso en relación con la generación, transmisión, distribución y venta de electricidad en los países donde operamos. Dichas regulaciones y legislación pueden tener un efecto adverso sustancial sobre los ingresos y calificación crediticia de nuestros clientes, nuestros negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones y nuestra capacidad para pagar dividendos y efectuar otros repartos.

Bajo la ley Colombiana, nuestros estatutos y la declaración de nuestro accionista mayoritario, podemos ser requeridos para pagar dividendos aún cuando no tengamos suficiente dinero en caja para efectuar dichos pagos.

Bajo la ley Colombiana, nuestros estatutos y la declaración de la Nación Colombiana como accionista mayoritario, estamos compelidos a pagar un dividendo mínimo obligatorio igual al 50% de nuestras utilidades líquidas anuales ajustadas, según las cifras consignadas en los estados financieros presentados para aprobación de nuestra Asamblea General de Accionistas anual, los cuales se preparan de manera no consolidada. Sin embargo, en ciertos casos ese dividendo mínimo obligatorio puede ser igual al 70% de la cifra de nuestras utilidades líquidas de cada año que aparezca consignada en los estados financieros presentados para aprobación de nuestra Asamblea General de Accionistas anual, los cuales se preparan de manera no consolidada. El único evento en el cual no estamos obligados a pagar dividendos obligatorios se da cuando nuestra Asamblea General de Accionistas, con el voto afirmativo de al menos el 78% de las Acciones Ordinarias representadas en la reunión, decide no distribuir dividendos. Ver “Política de dividendos de la sociedad”. Dado que nuestras utilidades líquidas se calculan con base en contabilidad de causación y no de caja, podemos ser requeridos para pagar dividendos respecto de nuestra utilidad neta (que incluye la utilidad neta de nuestras subordinadas y de otras sociedades participadas para el mismo periodo, en la medida de nuestra participación en tales sociedades) aunque no hayamos reservado ningún dividendo en dinero distribuido por nuestras subordinadas y otras sociedades participadas para dicho periodo, y aún cuando no tengamos suficiente dinero en caja para efectuar el pago de tal dividendo mínimo obligatorio.

La utilidad neta para los años terminados a diciembre 31 de, 2004, 2005 y 2006, y cierre a septiembre 30 de 2007 fue Col\$141.68 miles de millones, Col\$200.26 miles de millones, Col\$150.47 miles de millones, y Col\$179.85 miles de millones, respectivamente; la utilidad neta atribuible a nuestra participación en nuestras subordinadas y otras sociedades participadas para los mismos periodos fue Col\$2.35 miles de millones, Col\$20.61 miles de millones, Col\$-56.64 miles de millones y Col\$-7.81 miles de millones, respectivamente; y los dividendos en dinero por nuestras subordinadas y otras sociedades participadas para los mismos periodos fueron de Col\$12.96 miles de millones, Col\$21.33 miles de millones, Col\$33.95 miles de millones, y Col\$36.75 miles de millones (incluye dividendos FEN por \$727millones), respectivamente.

Adicionalmente, nuestra filial ISA Capital, bajo los acuerdos que gobiernan sus emisiones de bonos, no puede pagarnos dividendos o hacer otras distribuciones en dinero a nuestro favor (incluyendo dividendos recibidos de CTEEP) incluso en circunstancias en las cuales estaría legalmente facultada para hacerlo. Ver “Capítulo 5 – Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de la operación y la situación financiera del emisor y sus subordinadas – Restricciones acordadas con las subordinadas para transferir recursos a la sociedad”.

Si no tenemos suficiente dinero disponible para pagar tal dividendo de conformidad con lo que establece la ley colombiana, nuestros estatutos y la declaración de nuestro accionista mayoritario, es posible que tengamos que incurrir en deudas significativas para financiar dichos pagos de dividendos, lo que afectaría adversamente nuestro negocio, resultado de las operaciones, condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos y efectuar otros repartos.

R. IMPACTO DE DISPOSICIONES AMBIENTALES.

Podemos estar sujetos a costos sustanciales, incluidas indemnizaciones y sanciones por daños al medioambiente o cambios en las leyes relacionadas con la protección del medioambiente, que podrían tener un efecto adverso sobre nuestros negocios, la condición financiera o los resultados de las operaciones.

Estamos sujetos a leyes y regulaciones extensas, nacionales y locales, relacionadas con la protección del medioambiente. Debido a que suministramos servicios de transmisión de electricidad en países que tienen áreas con protección ambiental, estamos sujetos a regulaciones que podrían exponernos a responsabilidades por daños en cualquiera de dichas áreas protegidas. Bajo la ley de esos países, cualquier que directa o indirectamente cause daño al medioambiente puede ser considerado objetivamente responsable de dicho daño, sin considerar si los mismos fueron ocasionados por falta de esa persona.

Adicionalmente, en algunos de los países donde operamos, las compañías del sector de transmisión de electricidad deben obtener licencias y autorizaciones ambientales de agencias gubernamentales para dirigir el negocio. El incumplimiento de las leyes y regulaciones de los países donde operamos puede resultar en la imposición de sanciones administrativas, civiles y penales, imposición de requerimientos de alivio por mandato judicial y la expedición de medidas cautelares para garantizar el cumplimiento futuro. El cumplimiento de tales obligaciones puede producir (i) costos significativos para instalar y mantener controles de contaminación, (ii) multas y sanciones que resulten de cualquier incumplimiento, y (iii) limitaciones potenciales sobre nuestras operaciones, las cuales podrían incluir la declaración de caducidad de licencias o concesiones o de nuestro derecho a suministrar servicios de transmisión de electricidad. Las obligaciones de dar alivio pueden resultar en costos significativos asociados con la investigación y alivio o limpieza de propiedades contaminadas, lo mismo que en reclamaciones por la contaminación de propiedades o el impacto sobre recursos naturales.

Aunque consideramos que las operaciones de nuestras redes de transmisión de electricidad cumplen sustancialmente las leyes y regulaciones de seguridad y medioambiente aplicables, los riesgos de costos y responsabilidades importantes, incluidos los derivados de fugas y explosiones, son inherentes a las operaciones de líneas de electricidad y se puede incurrir en costos y obligaciones significativas, incluidos aquellos relacionados con reclamaciones por daños a la propiedad, lesiones o pérdida de vidas, como resultado de las operaciones de la línea de electricidad.

Además, agencias gubernamentales y otras autoridades en los países donde operamos pueden implementar leyes, regulaciones y políticas de cumplimiento más estrictas de las que actualmente están vigentes o buscar interpretaciones más restrictivas de las leyes y regulaciones existentes, lo cual puede requerir el gasto de fondos adicionales respecto del cumplimiento ambiental (incluidas licencias ambientales para instalaciones y equipo que no requerían previamente licencias ambientales o para las cuales el requerimiento de licencia fue exceptuado por ley, además de los requerimientos para la renovación de la licencia existente). Es posible que la ampliación de leyes y regulaciones ambientales y de salud pudieran forzarnos a asignar montos presupuestales para gastos de capital dirigidos al cumplimiento de dichas leyes y regulaciones y, en consecuencia, destinar fondos a inversiones diferentes a las planificadas. Dicho cambio de destinación, lo mismo

que la imposición de multas o la revocación de licencias o concesiones y otras acciones similares por parte de agencias gubernamentales, podrían tener un efecto adverso sustancial sobre nuestro negocio, resultados de las operaciones y condición financiera, y sobre nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos.

S. EXISTENCIA DE CRÉDITOS QUE OBLIGUEN AL EMISOR A CONSERVAR DETERMINADAS PROPORCIONES EN SU ESTRUCTURA FINANCIERA.

Compromisos relacionados con empréstitos.

Acordamos el cumplimiento de los siguientes indicadores durante la vigencia de nuestros contratos de crédito:

Con Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento.

El (i) contrato de empréstito relacionado con el Proyecto de Desarrollo del Mercado de Energía, y (ii) el contrato de empréstito (Préstamo en Moneda Única con Tasa Flotante) suscritos entre el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, como prestamista, nosotros, como prestatarios, y la República de Colombia, como garante, con fecha 26 de marzo de 1996, cuyas fechas finales de pago está programada para el 15 de agosto y 15 de octubre de 2012, respectivamente, contienen compromisos que incluyen limitaciones para incurrir en endeudamiento, a menos que nuestra utilidad neta para el año inmediatamente anterior a incurrir en el endeudamiento, o para un periodo de doce meses terminado antes de dicha fecha, sea al menos 1.5 veces nuestras necesidades máximas de crédito estimadas.

Adicionalmente, requiere que cumplamos con los siguientes compromisos financieros: (i) debemos mantener para cada periodo fiscal un porcentaje del total de gastos operacionales frente al total de ingresos operacionales no mayor al 23%, y (ii) los fondos de fuentes internas debe ser equivalente a no menos del 30% de nuestro promedio anual de gastos de capital incurridos o en los que esperemos incurrir en un año determinado y en el periodo fiscal siguiente.

Con ABN Amro y JP Morgan Bank

Contratamos los siguientes compromisos financieros para los empréstitos de U.S. 550 y U.S.\$148 millones con los bancos ABN Amro Bank NV y JPMorgan Securities Inc. celebrados el 18 de julio de 2006 y el 29 de diciembre de 2006, respectivamente, los cuales incluyen los siguientes compromisos financieros: a) la relación de saldo de deuda neta/EBITDA debe ser menor o igual a 5.50 veces para el año 2006, 5.00 para el 2007, 4.5 para los años 2008 y 2009, b) la relación EBITDA/intereses debe ser mayor igual a 2.25 veces para los años 2006 y 2007 y de 2.50 para el periodo 2008-2009. En la siguiente tabla pueden apreciarse los compromisos financieros relacionados con este crédito respecto del emisor y su grupo:

Consolidado	2006	2007	2008 -2009
Relación de Endeudamiento Neto a EBITDA	4.3	4.3	4.3
Relación entre el EBITDA y los Gastos de Intereses asociados a obligaciones financieras	2.0	2.25	2.50
ISA	2006	2007	2008 - 2009
Relación de Endeudamiento Neto a EBITDA	5.5	5.0	4.5
Relación entre el EBITDA y los Gastos por Intereses asociados a obligaciones financieras	2.0	2.25	2.50

T. OPERACIONES A REALIZAR QUE PODRÍAN AFECTAR EL DESARROLLO NORMAL DEL NEGOCIO.

No hemos asumido compromisos para llevar a cabo procesos de fusión o escisión. Tampoco tenemos compromisos en relación con el desarrollo de procesos de adquisición de otras sociedades ni se han abierto procesos de reestructuración económica y/o financiera, disolución, liquidación y/o concurso de acreedores en relación con nuestra compañía.

Por otra parte, el 23 de julio de 2007, nuestras subordinadas ISA Capital y CTEEP presentaron ante la Comisión Nacional de Valores del Brasil la notificación de un hecho relevante informando que ISA Capital, CTEEP y nuestra subsidiaria ISA Participacoes do Brasil Ltda. , o ISA participacoes, pretenden llevar a cabo una reorganización corporativa de conformidad con la cual las Acciones Ordinarias de CTEEP de propiedad de ISA Capital, junto con el crédito mercantil registrado por ISA Capital en relación con la adquisición de dichas Acciones Ordinarias, serán aportados a ISA Participacoes y, que una vez efectuada dicho aporte, ISA Participacoes se fusionará con CTEEP. ISA Capital pretende completar la reorganización en la segunda mitad del año 2007. Esta reorganización está sujeta a la aprobación previa de ANEEL.

U. FACTORES POLÍTICOS, TALES COMO INESTABILIDAD SOCIAL, ESTADO DE EMERGENCIA ECONÓMICA, ETC.

La Nación Colombiana, que puede no tener los mismos intereses de los tenedores de las Acciones Ordinarias, es dueña de una parte sustancial de nuestro capital social.

La Nación posee directamente un total de 55.87% de nuestras Acciones Ordinarias. En circunstancias que involucren un conflicto de intereses entre la República de Colombia, de un lado, y los demás accionistas, del otro, el gobierno colombiano puede ejercer su capacidad para controlarnos de una manera que la beneficiaría, en detrimento de los demás accionistas.

Los derechos de la Nación, como nuestro accionista mayoritario, pueden limitar nuestra flexibilidad para responder a los avances del mercado, vincularnos en ciertas transacciones o de otro modo hacer cambios a nuestro negocio y operaciones, y puede someternos a presión política y pública, todo lo cual puede afectar nuestro negocio, los resultados de las operaciones, la condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos.

La Nación Colombiana podría vender su participación de control en nosotros, lo que puede tener un efecto material adverso sobre nuestro negocio, resultados de las operaciones, condición financiera y sobre nuestra capacidad para pagar dividendos y hacer otros repartos.

El 5 de junio de 2007, la Comisión Independiente de Gasto Público que fue formada por el gobierno colombiano el 20 de mayo de 2007 para evaluar alternativas tendientes a reducir el gasto público y el déficit resultante del nivel actual de gasto y deuda públicos, emitió una recomendación no vinculante al gobierno que propone reducir la deuda pública colombiana en U.S.\$ 7,500 millones. La recomendación incluye una propuesta para la venta en el corto plazo por parte de la Nación del 55.87% de participación que detenta actualmente en nuestro capital. Esta recomendación no especifica la manera como tales acciones deberían venderse y si bien no

determina el periodo dentro del cual se propone llevar a cabo dicha venta, sugiere un periodo de 18 meses para llevar a cabo las acciones recomendadas. La recomendación también incluye otras propuestas, como la venta de 25% de las acciones de ISAGEN, usar U.S.\$1,700 millones de fondos públicos para pagar deuda soberana externa y privatizar empresas estatales y otros activos. En una conferencia de prensa que tuvo lugar el 15 de junio de 2007, el Ministro de Hacienda y Crédito Público señaló que, teniendo en cuenta la recomendación de la Comisión del Gasto Público, como parte del plan financiero del gobierno para reducir la deuda pública en aproximadamente Col\$4.5 billones, la Nación venderá su participación en nuestra compañía en el año 2008. Sin embargo, en posteriores apariciones públicas el Ministro de Hacienda y Crédito Público y el Presidente de la República, Álvaro Uribe Vélez, indicaron que no hay acuerdo para implementar las propuestas contenidas en la recomendación de la Comisión Independiente de Gasto Público relacionadas con la venta por parte de la Nación de su participación en compañías como la nuestra, y al contrario, sugirieron considerar otras opciones para reducir el déficit fiscal tales como reducir el gasto público. A la fecha de este prospecto de información, el gobierno colombiano no ha comunicado formalmente su intención de vender su participación mayoritaria en nuestra compañía a nuestros directores o Junta Directiva. Adicionalmente, el gobierno colombiano no ha promulgado regulación o resolución alguna en el sentido de efectuar la venta de las acciones de propiedad de la Nación.

No podemos asegurar que la venta por la Nación Colombiana de su 55.87% de participación en nuestro capital será realizada o, si dejamos de ser controlados por ella, cual será el impacto que tal evento tendría sobre nuestro negocio y resultados de las operaciones, condición financiera, ventajas competitivas incluidos nuestros directivos y nuestra capacidad para participar exitosamente en concursos públicos y mantener una relación constructiva con los reguladores luego de un eventual cambio de control, y sobre la implementación de nuestra estrategia de negocios.

Adicionalmente, la adquisición de una parte sustancial de nuestras Acciones Ordinarias por parte de terceros puede tener un impacto material adverso sobre la liquidez de las Acciones Ordinarias.

Algunas obligaciones relacionadas con ciertos préstamos y otras deudas pueden ser aceleradas si la Nación Colombiana deja de controlarnos.

Nuestras obligaciones de pagar ciertos préstamos y otras deudas bajo nuestros contratos de crédito pueden ser aceleradas si la Nación Colombiana deja de controlarnos. La aceleración de nuestras obligaciones de pago en el evento de cambio de control puede afectar nuestro negocio, resultado de las operaciones, condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos y efectuar otros repartos.

Una parte sustancial de nuestros ingresos consolidados está denominada en pesos colombianos, mientras que una parte considerable de nuestro endeudamiento consolidado está denominada en dólares estadounidenses y, por tanto, somos altamente dependientes de las condiciones económicas y políticas de Colombia.

Somos una sociedad anónima inscrita en bolsa organizada como una empresa de servicios públicos según las leyes de Colombia. Una parte sustancial de nuestra propiedad, operaciones y clientes están localizados en Colombia, y a 30 de septiembre de 2007 aproximadamente 35.12% de nuestros ingresos consolidados están denominados en pesos colombianos, mientras que el 68.16% de nuestras obligaciones financieras consolidadas están denominada en dólares estadounidenses. Muchos de nuestros proveedores están localizados fuera de Colombia, y sus precios se denominan en monedas extranjeras. De acuerdo con ello, nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones dependen en gran parte de las condiciones macroeconómicas

y políticas imperantes periódicamente en Colombia, y de las tasas de cambio entre el peso colombiano y estas otras monedas.

Colombia ha experimentado varios periodos de violencia e inestabilidad, y dicha inestabilidad podría afectar la economía Colombiana y a nosotros.

Colombia ha experimentado varios periodos de violencia criminal durante las pasadas cuatro décadas, principalmente debido a las actividades de grupos al margen de la ley. En respuesta, el Gobierno Colombiano ha implementado diversas medidas de seguridad y ha fortalecido sus fuerzas policiales y militares mediante la creación de unidades especializadas. A pesar de estos esfuerzos, la actividad de los grupos al margen de la ley sigue existiendo en Colombia.

Sin embargo, hemos tomado medidas que son prácticas estándar en la industria en Colombia para proteger nuestro negocio contra actos de violencia. Ejemplos de estas medidas incluyen la participación en contratos con las fuerzas armadas Colombianas para garantizar la protección de nuestros activos localizados en áreas de conflicto, implementar tecnología de seguridad y obtener seguros contra terrorismo, incendio, sabotaje y vandalismo, entre otras medidas. Estas actividades, su posible aumento y la violencia asociada con ellas, pueden tener un impacto negativo en la economía colombiana o en nuestro negocio en el futuro.

V. COMPROMISOS CONOCIDOS POR EL EMISOR, QUE PUEDEN SIGNIFICAR UN CAMBIO DE CONTROL EN SUS ACCIONES.

Aparte de la recomendación emitida el 5 de junio de 2007 por la Comisión Independiente de Gasto Público formada por el gobierno colombiano el 20 de mayo de 2007 para evaluar alternativas tendientes a reducir el gasto público y el déficit resultante del nivel actual de gasto y deuda públicos, la cual incluye una propuesta para la venta en el corto plazo por parte de la Nación del 55.87% de participación que detenta en nuestro capital, y los comunicados de prensa relacionados, actualmente no hemos asumido ni tenemos conocimiento de compromisos que puedan significar un cambio de control en las acciones de nuestra compañía. Ver *“La Nación Colombiana podría vender su participación de control en nosotros, lo que puede tener un efecto material adverso sobre nuestro negocio, resultados de las operaciones, condición financiera y sobre nuestra capacidad para pagar dividendos y hacer otros repartos”*.

W. DILUCIÓN POTENCIAL DE INVERSIONISTAS.

Los tenedores de las Acciones Ordinarias están sujetos a la dilución de su participación en nuestro capital social.

Para financiar nuestras iniciativas de crecimiento, podemos necesitar conseguir capital adicional a través de emisiones de acciones públicas o privadas o de títulos de deuda convertibles en acciones. De conformidad con la ley Colombiana y nuestros estatutos, estas emisiones de valores pueden realizarse sin dar derechos preferentes a nuestros accionistas si dicha emisión sin derechos preferentes es aprobada en una Asamblea de Accionistas mediante el voto afirmativo de por lo menos el 70% de las Acciones Ordinarias presentes en dicha asamblea. Si nuestra Asamblea de Accionistas aprobara la emisión de nuevas acciones sin derechos preferentes para nuestros accionistas actuales, entonces la participación de dicho accionista puede diluirse.

X. RIESGOS RELACIONADOS CON LA COBERTURA DE SEGUROS.

Nuestra cobertura de seguros puede no ser adecuada.

Creemos que en la actualidad mantenemos seguros habituales de los tipos y montos que son generalmente coherentes con la práctica prudente de transmisión de electricidad y los requerimientos legales y aplicables para sistemas de transmisión de electricidad de un tamaño y naturaleza similar en los países donde operamos. Estamos asegurados contra pérdidas o daños a la propiedad, incluidos daños por malfuncionamiento eléctrico, tornados, huracanes, terremotos y terrorismo en los países donde operamos. No existe certeza de que dicha cobertura de seguros continuará estando disponible en términos comerciales razonables o a tasas comercialmente razonables, o que los montos por los cuales estamos asegurados o que el producido de dichos seguros nos compensarán totalmente por nuestras pérdidas. Nuestra cobertura de seguros está sujeta a límites y exclusiones o limitaciones de cobertura que consideramos que son razonables, dado el costo de obtener el seguro y las condiciones de operación actuales. En el evento de que exista una pérdida total o parcial de nuestros activos y redes de transmisión de electricidad, cualquier producido del seguro que podamos recibir con respecto de ello, puede no ser suficiente en una situación particular para efecto de la restauración de nuestros activos y redes de transmisión de electricidad a la condición en que se encontraban antes de dicha pérdida.

Estamos asegurados contra pérdidas o daños a la propiedad, incluidos daños por mal funcionamiento eléctrico, tornados, huracanes, terremotos y terrorismo en los países donde operamos. Dicho seguro cubre, en nuestro caso, en Transelca e Internexa, pérdidas hasta por un monto de U.S.\$30 millones, excepto en el caso de daños causados por acciones terroristas, los cuales están sujetos a un límite de U.S.\$20 millones y, en el caso de ISA Bolivia, cubre pérdidas hasta por un monto de U.S.\$10 millones en todos los casos. En el caso de CTEEP, el seguro cubre pérdidas hasta por un monto aproximado de U.S.\$61 millones. En el caso de ISA Perú, REP, Consorcio Transmantaro e Internexa Perú, nuestro seguro cubre pérdidas hasta por un monto de U.S.\$55 millones por evento; sujetas a límites de (i) U.S.\$40 millones, (ii) U.S.\$8 millones y (iii) U.S.\$7.5 millones en relación con pérdidas de (i) riesgos políticos, (ii) líneas de transmisión, y (iii) rotura de maquinaria, respectivamente. Con la excepción de Perú, nuestras torres aéreas y líneas de transmisión están excluidas de esta cobertura..

En el evento de una pérdida total o parcial de nuestras redes de transmisión de electricidad, ciertas piezas de equipos pueden no ser reemplazadas fácilmente debido que pueden ser demasiado costosas o tan específicas para el sistema que no están rápidamente disponibles. En consecuencia, sin perjuicio de que tengamos seguro, la ubicación de nuestras redes de transmisión de electricidad o las limitaciones sobre nuestra capacidad para adquirir equipo de reemplazo puede dar origen a retrasos significativos en la reposición y, por tanto, causar pérdidas en la capacidad de transmisión que podrían tener un efecto adverso sustancial en nuestro negocio, resultado de las operaciones y en nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos.

Y. CAMBIOS EN LAS NORMAS TRIBUTARIAS.

Cambios en los impuestos Colombianos pueden tener un impacto adverso sobre los impuestos aplicables en relación con nuestras Acciones Ordinarias.

Aunque durante los tres últimos años no ha habido cambios en los impuestos que afecten adversamente a los tenedores de acciones en Colombia, y aunque este año la tarifa de impuesto a la renta para sociedades se redujo de 38.5% (35% más una sobretasa sobre el impuesto sobre la renta equivalente al 10% del impuesto neto) a 34%, y se reducirá para el año 2008 y siguientes a 33%, y el impuesto de remesas incluyendo el aplicable a dividendos que se remitan a inversionistas no domiciliados en Colombia fue eliminado, no puede haber ninguna certeza de que

no habrá cambios en los impuestos Colombianos en el futuro que puedan aumentar las tarifas del impuesto y/o porcentajes de retención del impuesto de renta aplicables a dividendos, o que puedan afectar adversamente la disposición de nuestras Acciones Ordinarias.

Z. LITIGIOS PENDIENTES.

Decisiones adversas en litigios en que seamos parte pueden afectar adversamente los resultados de las operaciones y la condición financiera

Nosotros, directamente o por intermedio de nuestras subordinadas y compañías relacionadas somos parte en una serie de procesos judiciales que involucran reclamaciones importantes. Estos procesos involucran un rango diverso de materias, incluyendo procesos administrativos, reclamaciones laborales, cargos regulatorios y controversias contractuales. Al 30 de septiembre de 2007 tenemos una reserva por la suma de Col\$602.26 miles de millones reflejada en nuestros Estados Financieros Consolidados Provisionales sin auditar, relacionada con estos litigios, siendo esta una práctica consistente con los principios generales de contabilidad aplicables en Colombia y nuestras políticas de aprovisionamiento. Sin embargo, el resultado final de estos procesos legales es incierto y en el caso de una decisión final adversa en cualquiera de estos litigios, nuestro negocio, condición financiera y la capacidad para pagar dividendos o efectuar otros repartos pueden verse adversamente afectados. Ver “Riesgos Relacionados con Nuestras Operaciones en Brasil”.

PARTE III – ANEXOS.

A. BALANCE GENERAL Y ESTADO DE RESULTADOS DEL EMISOR A SEPTIEMBRE DE 2007.

(Se anexan en hojas separadas).

PARTE IV - CERTIFICACIONES.

A. CONSTANCIAS DE DEBIDA DILIGENCIA.

1. Constancia del Representante Legal del Emisor.

(Se anexa en hojas separadas).

2. Constancias de los Revisores Fiscales.

(Se anexa en hojas separadas).

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.
BALANCE GENERAL
COMPARATIVO SEPTIEMBRE 2007 - DICIEMBRE 2006
Valores expresados en millones de pesos colombianos

	<u>SEPTIEMBRE 2007</u>	<u>DICIEMBRE 2006</u>
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo	46,105	23,869
Inversiones temporales	7,140	36,308
Deudores - neto	184,908	160,906
Inventarios	2,903	2,124
Diferidos y otros activos	8,175	14,038
Total Activo Corriente	249,231	237,245
Inversiones permanentes	1,678,195	1,354,130
Deudores a largo plazo	38,872	44,134
Inventarios	56,224	56,287
Propiedades, planta y equipo - neto	2,464,122	2,475,152
Diferidos y otros activos	394,747	409,882
Valorizaciones	1,298,876	1,299,003
Total Activo No Corriente	5,931,036	5,638,588
Total activo	6,180,267	5,875,833

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.
BALANCE GENERAL
COMPARATIVO SEPTIEMBRE 2007 - DICIEMBRE 2006
Valores expresados en millones de pesos colombianos

	<u>SEPTIEMBRE 2007</u>	<u>DICIEMBRE 2006</u>
PASIVO Y PATRIMONIO		
PASIVO CORRIENTE :		
Bonos en circulacion	-	-
Obligaciones financieras	492,454	192,447
Cuentas por pagar	136,425	116,312
Obligaciones laborales	9,013	4,931
Pasivos estimados y provisiones	45,256	13,077
Otros pasivos	38,008	13,790
Total Pasivo Corriente	721,156	340,557
PASIVO A LARGO PLAZO :		
Bonos en circulacion	817,882	815,652
Obligaciones financieras	776,105	922,821
Cuentas por pagar	209,887	203,293
Obligaciones laborales	1,053	995
Pasivos estimados y provisiones	115,816	111,961
Otros pasivos	163,568	167,487
Total Pasivo No Corriente	2,084,311	2,222,209
TOTAL PASIVO	2,805,467	2,562,766
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS :		
Capital suscrito y pagado	34,016	34,016
Superavit de capital	665,165	665,164
Reservas	358,248	338,246
Resultado del ejercicio	179,850	150,469
Resultado de ejercicios anteriores	-	-
Superávit por valorizaciones	1,298,876	1,299,003
Superavit por método de participación	206,279	173,630
Revalorización del patrimonio	632,366	652,539
Total patrimonio de los accionistas	3,374,800	3,313,067
Total Pasivo y patrimonio de los accionistas	6,180,267	5,875,833

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.

ESTADO DE RESULTADOS

COMPARATIVO ACUMULADO A SEPTIEMBRE 2007 - ACUMULADO A SEPTIEMBRE 2006

Valores expresados en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción que está expresada en pesos)

	<u>ACUMULADO A</u> <u>SEPTIEMBRE 2007</u>	<u>ACUMULADO A</u> <u>SEPTIEMBRE 2006</u>
INGRESOS OPERACIONALES		
Servicios de transmisión de energía	495,789	464,546
Cargos por conexión	43,468	42,873
Despacho y coordinación CND (Centro Nacional de Despacho)	-	-
Servicios MEM (STN, SIC, SDI)		
Telecomunicaciones	8,021	7,154
Otros Ingresos Operacionales	18,843	15,798
Total ingresos operacionales	566,121	530,371
 COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES		
Costos de operación	201,499	180,141
Gastos de administración	68,618	54,520
Total costos y gastos operacionales	270,117	234,661
 Utilidad operacional	296,004	295,710
 INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		
Ingresos no operacionales	178,126	232,892
Gastos no operacionales	(251,095)	(329,449)
Pérdida no operacional	(72,969)	(96,557)
 Utilidad antes de impuestos	223,035	199,153
Provisión impuesto de renta	43,188	16,255
 Utilidad neta	179,847	182,898
 Utilidad neta por acción	176.45	190.45



**CERTIFICACIÓN DEL PRIMER SUPLENTE DEL GERENTE GENERAL DE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.**

El suscrito, Primer Suplente del Gerente General de la sociedad Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. hago constar dentro de mi competencia, que empleé la debida diligencia en la verificación del contenido del presente prospecto en forma tal que certifico la veracidad del mismo y que no presenta omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.

En constancia se firma a los dos (2) días del mes de noviembre de dos mil siete (2007).

Cesar Augusto Ramírez Rojas
Primer Suplente del Gerente General
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

1 2 7 5 8 7

INFORME DEL REVISOR FISCAL

2 de noviembre de 2007

A la Superintendencia Financiera

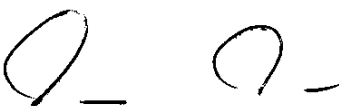
En relación con la certificación de fecha 2 de noviembre de 2007, firmada por el Representante Lega de la Compañía y el suscrito, relativa al prospecto de emisión de acciones ordinarias de Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P, de acuerdo con las disposiciones de la Superintendencia Financiera, hago constar lo siguiente:

1. Para atender los requerimientos de la Superintendencia Financiera se verificó que la información financiera incluida en el prospecto corresponde con los registros contables y los estados financieros previamente auditados por el suscrito al 31 de diciembre de 2006 y 2005, y me cercioré de que el prospecto no contiene errores u omisiones de datos financieros que revistan materialidad y puedan dar lugar a engaño. Los estados financieros del año 2004 fueron auditados por otro contador público, quien emitió una opinión sin salvedades sobre los mismos.
2. En particular mi labor incluyó lo siguiente:
 - a. Cerciorarme de que la información financiera de Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P. incluida en el prospecto, que corresponde a los años terminados el 31 de diciembre de 2006 y 2005, constituye fiel copia de los estados financieros consolidados presentados con mis dictámenes de fecha 23 de febrero de 2007 y 15 de febrero de 2006, respectivamente, a los accionistas de la Compañía en Asamblea General.

A la Superintendencia Financiera
2 de noviembre de 2007

- b. Cerciorarme de que la información financiera incluida en el prospecto, correspondiente a los períodos intermedios terminados al 30 de septiembre de 2007 y 2006, concuerda con los registros contables de la Compañía. Dichos registros contables fueron sometidos a un proceso de revisión de información financiera intermedia, acorde con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia, cuyo alcance es sustancialmente menor que el de un examen de información financiera de cierre de ejercicio y no tuvo como objetivo expresar una opinión concerniente a los estados financieros intermedios en conjunto; por consiguiente, no expreso tal opinión. Con base en mi revisión, nada llamó mi atención que me haga creer que la información financiera al 30 de septiembre de 2007 y 2006, incluida en el prospecto, no está preparada de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia para la preparación de estados financieros intermedios de entidades vigiladas por la Contaduría General de la Nación y en disposiciones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, los cuales, excepto por lo cambios requeridos por la Contaduría General de la Nación, según se indica en la Nota 3 a los estados financieros, fueron uniformemente aplicados.

El presente informe ha sido preparado para uso exclusivo de la Junta Directiva de Interconexión Eléctrica S. A. con el fin de ser incluido en el prospecto de emisión de acciones que se pretende presentar ante la Superintendencia Financiera y no debe ser utilizado para otro propósito ni distribuido a terceros diferentes de los indicados.



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



KPMG Ltda.
Calle 90 No. 19C - 74
Bogotá, D. C.

Teléfono 57 (1) 618 8100
Fax 57 (1) 218 5490
www.kpmg.com.co

2 de noviembre de 2007

Señores
Superintendencia Financiera de Colombia
Bogotá D.C.

Estimados señores:

Nos permitimos comunicarles que la información financiera de Interconexión Eléctrica S.A. ESP ISA al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2004, incluida en el prospecto de emisión de acciones ordinarias de la Compañía del 2 de noviembre de 2007, está de acuerdo con los registros contables y con los estados financieros previamente auditados por KPMG Ltda. y dictaminados por la suscrita el 25 de febrero de 2005, en calidad de Revisor Fiscal de Interconexión Eléctrica S.A. ESP para el ejercicio 2004.

Atentamente,


Elvia María Bolívar Puerta
Socia

Copia: Doctor Luís Fernando Alarcón Mantilla, Gerente General Interconexión Eléctrica S.A. ESP