

ÍNDICE

Informe de la Administración

Pág.

<i>Mensaje del Directorio</i>	1
<i>Coyuntura Económica</i>	2
<i>Perfil de la Empresa</i>	2
<i>Relación con Accionistas</i>	4
<i>Composición Accionaria</i>	4
<i>Gobierno Corporativo</i>	4
<i>Mercado de Energía</i>	7
<i>Comercialización de Energía</i>	8
<i>Nuevos Negocios</i>	8
<i>Desempeño Operacional</i>	9
<i>Inversiones</i>	11
<i>Desempeño Económico Financiero</i>	14
<i>Participaciones Societarias</i>	19
<i>Relación con los Auditores Independientes</i>	21
<i>Programa de Investigación, Desarrollo e Innovación</i>	21
<i>Gestión de Personas</i>	22
<i>Proveedores</i>	24
<i>Relación con la Comunidad</i>	25
<i>Responsabilidad Ambiental</i>	27
<i>Cultura</i>	30
<i>Premios y Reconocimientos</i>	30
<i>Informaciones de Naturaleza Social y Ambiental</i>	30
<i>Estados Contables</i>	
<i>Estado de Situación Patrimonial</i>	
<i>Activo</i>	33
<i>Pasivo y Patrimonio Neto</i>	34
<i>Estado de Resultados</i>	
<i>Estado de Resultados Completo</i>	35
<i>Estado de Evolución del Patrimonio Neto</i>	36
<i>Estado de Flujo de Efectivo</i>	37
<i>Estado del Valor Agregado</i>	38
<i>Notas Explicativas a los Estados Contables</i>	39
<i>Composición de los Consejos de Administración y Fiscal y del Directorio</i>	40
<i>Informe de los Auditores Independientes</i>	126
<i>Informe del Consejo Fiscal</i>	127
	129

MENSAJE DEL DIRECTORIO

Confiante en su capacidad de enfrentar desafíos, en 2011 Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf, subsidiaria de Centrais Eléctricas Brasileiras S.A.- Eletrobras, continuó manteniendo su trayectoria de evolución con éxito y con enfoque en la sustentabilidad, no solamente por su desempeño operacional y económico financiero, como también por la expansión en el sistema de Generación y de Transmisión.

En el año 2011, Chesf alcanzó un beneficio neto de R\$ 1.554,1 millones con rentabilidad de 9,24% sobre el Patrimonio Neto.

La Compañía ha realizado en los últimos 10 años un gran programa de expansión de la transmisión, habiendo ampliado en este año su capacidad de transformación de energía eléctrica en 810 MVA, prácticamente el doble con relación al ejercicio anterior.

En el año, las inversiones para la expansión y modernización de la capacidad productiva de Chesf totalizaron R\$ 1.158,1 millones.

La prospección de nuevos negocios es parte de la estrategia de Chesf para expandir sus sistemas de Generación y Transmisión. Durante 2011, la Compañía participó en forma aislada y obtuvo éxito en diversas subastas de nuevos negocios, promovidas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – Aneel, que resultarán en el incremento aproximado de 370 km de líneas de transmisión.

En el segmento de generación, participó del consorcio victorioso con el grupo Voltalia en la Subasta de Energía Nueva nº 07/2011, vendiendo energía de cuatro parques eólicos localizados en el estado de Ceará, con una potencia de 111,6 MW, que resultarán en la formación de cuatro Sociedades de Propósito Específico – SPEs. La Compañía tendrá participación de 49% en cada una de ellas.

En el área de generación solar, la Compañía sometió a Aneel, en diciembre, una planta fotovoltaica de 3MWp interconectada a la red eléctrica en un área localizada cercana a la ciudad de Petrolina-PE. Esta planta tiene como objetivo la proposición de arreglos técnicos y comerciales para la inclusión de proyectos de generación solar fotovoltaica en la matriz energética brasileña.

Se resalta además que, por medio de participaciones en Sociedades de Propósitos Específicos en negocios de generación, Chesf agregó 2.597,7 MW a su parque generador, valor correspondiente a la participación de la Compañía en esas sociedades.

La Compañía generó 48.663 GWh, en 2011, representando una elevación de 10,2% con relación al año anterior. Los resultados en 2011 para los indicadores operacionales señalan también una mejora de desempeño en la atención a la carga, con relación a los últimos dos años.

En el área de Investigación y Desarrollo + Innovación (P&D+1), el plan de inversiones contempló proyectos en las áreas de generación solar termoeléctrica, nanotecnología y gestión de equipos e instalaciones.

En 2011, la Compañía continuó realizando inversiones en el área social y en el área ambiental orientada por los principios de eficiencia empresarial, rentabilidad y responsabilidad socioambiental, comprometiéndose con la preservación de recursos ambientales y con la reducción de las desigualdades sociales y regionales.

En el campo de gestión empresarial, se destaca la consolidación del Proceso de Gestión Empresarial Chesf, a partir de la Planificación Empresarial Chesf que, como instrumento de referencia para todas las acciones de gestión de la Compañía, posibilitó la definición de Metas de Desempeño de Equipo integrantes del Sistema de Gestión de Desempeño (SGD), vinculando la gestión de personas a la gestión empresarial.

En la gestión de personal, se destaca la inversión media por empleado representando una elevación de 16,5% con relación al año anterior, como también la contratación de 104 personas con discapacidad para su cuadro de empleados, y la ampliación de las acciones de accesibilidad, en la Sede y en las Regionales.

El Consejo de Administración de Chesf y el Directorio manifiestan su irrestricta confianza en la competencia de su cuerpo funcional y creen que las acciones realizadas en los últimos años servirán como base para mantener el crecimiento sólido y sustentable de la Compañía. En paralelo, creen firmemente que la Empresa va a mantener su búsqueda por niveles cada vez mayores de gobierno corporativo, teniendo como base el compromiso con la sustentabilidad y con la ética, garantizando de esta forma la evolución de los estándares de atención a la sociedad, en conformidad con las directrices de Eletrobras.

COYUNTURA ECONÓMICA

El Banco Central do Brasil reaccionó en forma enérgica con relación a la crisis financiera internacional. Las medidas tomadas resultaron principalmente en el crecimiento del mercado interno. El aumento de la demanda fue superior a la capacidad productiva del país, llevando, como consecuencia, a presiones inflacionarias. El crédito se elevó de 46,4% del PIB en 2010, para 47,3% en 2011.

El PIB brasileño en 2011 presentó un crecimiento de 3%, bien inferior a la tasa récord del año pasado que alcanzó 7,5%, teniendo como principal causa la crisis mundial, que generó la desaceleración de nuestra economía.

La inflación brasileña en 2011, que alcanzó 6,5%, fue la mayor de los últimos siete años – la de 2004 registró la tasa de 7,6%. El índice de precios quedó exactamente en el límite tolerado y el Gobierno afirmó haber cumplido su meta por octavo año consecutivo. En el primer trimestre de 2011, el alta de los precios se concentró en la elevación de las tarifas de educación y de transporte colectivo, como también en los precios de los alimentos. En el segundo trimestre, los alimentos continuaron presionando la inflación, pero en forma menos acentuada. En los últimos trimestres la presión disminuyó. Para 2012 se espera una inflación del orden de 4,7%.

Con relación al cambio, el dólar estadounidense cerró el ejercicio de 2011 cotizado en R\$ 1,87/ US\$ 1,00, registrando una desvalorización de 12,6% del real con relación a la mencionada moneda, motivada principalmente por la crisis europea.

Con referencia a la política monetaria, el Banco Central do Brasil inició el año 2011 reaccionando para contener el alta de la inflación en el país, no obstante, la política de gastos del Gobierno terminó actuando en sentido contrario. En marzo, el Copom elevó la tasa básica de intereses de la economía – Selic – para 11,75%, que terminó el año en 10,90%.

PERFIL DE LA EMPRESA

Chesf, concesionaria de servicio público de energía eléctrica controlada por Eletrobras, es una sociedad de economía mixta-abierta, creada por el Decreto Ley nº 8.031, del 03 de octubre de 1945, y constituida en la 1^a Asamblea General de Accionistas, realizada el 15 de marzo de 1948, teniendo como finalidad generar, transmitir y comercializar energía eléctrica.

Su sistema de generación es hidrotérmico, con predominancia de plantas hidroeléctricas, responsables por un porcentaje cercano a 97% de la producción total. Actualmente, su parque generador posee 10.615 MW de potencia instalada, estando compuesto de 14 plantas hidroeléctricas, abastecidas a través de 9 embalses con capacidad de almacenamiento máximo de 52 mil millones de metros cúbicos de agua y una planta térmica biocombustible con 346,80 MW de potencia instalada, que se describen a continuación:

Plantas	Río	Capacidad Instalada (MW)
HIDRELÉTRICAS:	-	10.268,328
Sobradinho	São Francisco	1.050,300
Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600
Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000
Paulo Afonso I	São Francisco	180,001
Paulo Afonso II	São Francisco	443,000
Paulo Afonso III	São Francisco	794,200
Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400
Piloto	São Francisco	2,000
Xingó	São Francisco	3.162,000
Funil	de Contas	30,000
Pedra	de Contas	20,007
Boa Esperança	Parnaíba	237,300
Curemas	Piancó	3,520
Araras	Acaraú	4,000
TERMOELÉCTRICA:	-	346,803
Camaçari	-	346,803
TOTAL		10.615,131

Se resalta además que, por medio de participaciones en Sociedades de Propósitos Específicos en proyectos de generación, Chesf tiene que instalar 2.597,7 MW, equivalentes a la participación de la Compañía en esas sociedades, según el siguiente cuadro:

SPEs	PROYECTO	LOCAL	MW	PART.	INICIO DE OPERACIÓN	MW _{Equiv}
Águas da Pedra	UHE Dardanelos	Aripuanã/MT	261,0	24,5%	09/08/2011	63,9
ESBR	UHE Jirau	Porto Velho/RO	3.750,0	20,0%	Prev. 2013	750,0
Norte Energia	UHE Belo Monte	Altamira/PA	11.233,0	15,0%	Prev. 2015	1.685,0
Pedra Branca	CGE Pedra Branca	Sento Sé/BA	30,0	49,0%	Prev. 2012	14,7
Sete Gameleiras	CGE Sete Gameleiras	Sento Sé/BA	30,0	49,0%	Prev. 2012	14,7
São Pedro Lago	CGE São Pedro do Lago	Sento Sé/BA	30,0	49,0%	Prev. 2012	14,7
En formación: Chesf/Voltalia Subasta nº 7/2011	CGEs Junco I, II; Caiçara I, II	Jijoca de Jericoacoara e Cruz/CE	111,6	49,0%	Prev. 2015	54,7
Total equivalente en SPEs						2.597,7

El sistema de transmisión de Chesf está compuesto por 18.644,6 km de líneas de transmisión en operación, de los cuales 5.118,4 km corresponden a circuitos de transmisión de 500 kV, 12.805,6 km a circuitos de transmisión de 230 kV y 720,6 km a circuitos de transmisión en tensiones inferiores; 101 subestaciones (considerando en este total la subestación Sapeacu, localizada en el Recôncavo Baiano, con relación a la cual Chesf tiene contrato de cesión de uso) y 509 transformadores efectivamente en operación en niveles de tensión superiores a 69 kV, totalizando una capacidad de transformación de 43.827 MVA, además de 6.210 km de cabos de fibra óptica.

Chesf también posee participaciones en proyectos de transmisión, por medio de SPEs, de aproximadamente 1.597,5 km, según el siguiente cuadro:

Empresa	LT	Circuito	Tensión (kV)	Extensión (Km)	Extensión (Equiv.)
STN	Teresina II/Fortaleza II	CD	500	327,0	160,2
STN	Sobral III/Fortaleza II	CD	500	219,0	107,3
TOTAL				546,0	267,5
Integração Transmissora	Colinas/Miracema	CS	500	173,0	20,8
Integração Transmissora	Miracema/Gurupi	CS	500	255,0	30,6
Integração Transmissora	Gurupi/Peixe II	CS	500	72,0	8,6
Integração Transmissora	Peixe II/Serra da Mesa II	CS	500	195,0	23,4
TOTAL				695,0	83,4
Manaus Transmissora	Oriximiná/Silves	CD	500	335,0	65,3
Manaus Transmissora	Silves/Lechuga	CD	500	224,0	43,7
TOTAL				559,0	109,0
IE Madeira	Porto Velho/Araraquara II	CS	600	2.375,0	581,9
TOTAL				2.375,0	581,9
TDG	São Luiz II/São Luiz III	CS	230	36,0	17,6
TDG	Secc. Sobral III/Fortaleza II C1/C2	CS	230	120,0	58,8
TOTAL				156,0	76,4
Garanhuns	Luiz Gonzaga/Garanhuns	CS	500	224,0	109,7
Garanhuns	Garanhuns/Pau Ferro	CS	500	239,0	117,1
Garanhuns	Garanhuns/Campina Grande III	CS	500	190,0	93,1
Garanhuns	Garanhuns/Angelim	CS	230	13,0	6,4
TOTAL				666,0	326,3

Extremoz	Ceará Mirim/João Câmara II	CS	500	64,0	31,4
Extremoz	Ceará Mirim/Campina Grande III	CS	500	201,0	98,5
Extremoz	Ceará Mirim/Extremoz II	CS	230	26,0	12,7
Extremoz	Campina Grande III/Campina Grande II	CS	230	8,5	4,2
Extremoz	Secc. Campina Grande II/Extremoz II C1/C2	CS	230	12,5	6,1
TOTAL				312,0	152,9
Total LTs en operación – SPE				1.241,0	350,9
Total LTs en construcción – SPE				4.068,0	1.246,5
Total General				5.309,0	1.597,5

RELACIÓN CON ACCIONISTAS

Chesf, como empresa de capital abierto, está sujeta a las reglas de la Comisión de Valores Mobiliarios – CVM.

La política de relaciones de la Compañía es pautada por la divulgación de informaciones con transparencia, caracterizada por el respeto a los principios legales y éticos, alineados a las normas a las que está sometida como concesionaria de servicio público.

La Compañía tiene un canal de divulgación de informaciones en su página en la Internet, www.chesf.gov.br, en el link "Relación con Inversores". La comunicación con sus accionistas se efectúa por teléfono, correo estándar, presencial y correo electrónico.

COMPOSICIÓN ACCIONARIA

El Capital Social de la Compañía, en el importe de R\$ 7.720,8 millones, está representado por 51.565 mil acciones nominativas, divididas en 50.095 mil acciones ordinarias y 1.470 mil acciones preferidas, todas sin valor nominal. De este total, 99,554% pertenecen a Eletrobras, 0,376% al Ministerio de Hacienda, 0,017% a Light, y 0,053% a otros accionistas.

GOBIERNO CORPORATIVO

Administración

Chesf es administrada por un Consejo de Administración, órgano colegiado de funciones deliberativas con atribuciones previstas en la ley y en su Estatuto Social, y por un Directorio Ejecutivo.

Es privativo de brasileros el ejercicio de los cargos integrantes de la administración de Chesf, debiendo los miembros del Consejo de Administración ser accionistas y los del Directorio Ejecutivo accionistas o no accionistas.

El Consejo de Administración es integrado por hasta seis miembros, con reputación intachable e idoneidad moral, elegidos por la Asamblea General, los cuales, entre ellos, designarán al Presidente del Consejo, todos con plazo de gestión de un año, pudiendo ser reelectos.

Estatutariamente, en 2011, la Asamblea de Accionistas aprobó que uno de los miembros del Consejo de Administración sea indicado por el Ministro de Estado de Planificación, Presupuesto y Gestión, y otro miembro sea elegido como representante de los empleados, escogido por el voto directo de sus pares entre los empleados activos y en elección organizada por la Compañía en conjunto con las entidades sindicales que los representen, según los términos de la legislación vigente. La primera elección está prevista para el año 2012.

El Directorio Ejecutivo está compuesto por el Director Presidente y hasta cinco Directores, elegidos por el Consejo de Administración, que ejercerán sus funciones en tiempo integral, con plazos de gestión de tres años, pudiendo ser reelectos. El Director Presidente es escogido entre los miembros del Consejo de Administración, no pudiendo acumular la función de Presidente de este Consejo.

El Consejo Fiscal es permanente, constituido de tres miembros fijos y tres sustitutos, siendo uno de ellos indicado por el Ministerio de Hacienda, como representante de la Secretaría del Tesoro Nacional.

Gestión de Ética

En el Código de Ética están expresados los principios éticos y los compromisos de conducta que nortean a la Compañía en las interacciones con los diferentes públicos, como también lo que se espera de la conducta de sus empleados y de todo el público interno. Chesf, por medio de la Comisión de Ética, se empeña para que dichos principios y compromisos estén internalizados, por comprender que dicho procedimiento contribuye para perfeccionar prácticas y comportamientos que aseguren los derechos individuales y colectivos y que preserven los intereses de la Compañía. Para ello, ofreció a gerentes y a empleados conferencias y talleres sobre temas éticos. Además de actuar sistemáticamente en la divulgación de principios éticos, valores y compromisos de conducta expresados en el Código, la Comisión de Ética monitorea su cumplimiento, evalúa indicios de desvío de conducta y actúa determinando responsabilidades y adoptando medidas preventivas.

Oidoría

La Oidoría de Chesf, desde el inicio de sus actividades en 2009, recibió 4.248 manifestaciones, de las cuales 1.574 corresponden al ejercicio de 2011. En ese período, esa instancia de diálogo entre la Compañía y su público de interés viene actuando con el propósito de atender las demandas con agilidad y objetividad y de tornar a Chesf más transparente, valorizando de esta forma las buenas prácticas de Gobierno Corporativo. Como resultado de ese trabajo, en 2011 la Oidoría registró cerca de 70 mensajes de agradecimiento por la atención prestada por la Empresa.

La gran mayoría de las demandas (90%) provino del público externo, porque la Oidoría es el canal que centraliza casi todos los tipos de demandas externas acerca de la Compañía.

El plazo establecido para responder a las manifestaciones recibidas es de 15 días. En 2011, el plazo medio alcanzado fue de siete días, habiendo la Oidoría respondido directamente a 64% de las manifestaciones. Este porcentual fue influenciado por el tema *Concurso Público* que ha sido el tema predominante a lo largo de tres años de funcionamiento de la Oidoría. El segundo tema más solicitado se refirió a asuntos relacionados a Recursos Humanos, incluyendo la búsqueda de informaciones sobre oportunidades de empleo y pasantía en la Compañía.

En septiembre/2011, el equipo de Oidoría participó en el evento Certificación y Capacitación de Oidores, promovido por Unise/Eletrobras, para cumplir la determinación legal de capacitación y evaluación de profesionales que actúan en oidoría. El equipo de Oidoría de Chesf obtuvo la certificación de la Asociación Brasileña de Oidores – ABO.

Auditoría Interna

La Auditoría Interna, subordinada al Consejo de Administración, planea y ejecuta las actividades de auditoría interna en la Compañía, con evaluaciones independientes, imparciales y oportunas sobre la efectividad y la adecuación de los controles internos y el cumplimiento de las normas, reglamentos y de la legislación asociados a sus operaciones. La planificación de la Auditoría Interna consustanciada en el Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna – PAINT, se somete a la aprobación de la Contraloría General del Gobierno Federal – CGU y, posteriormente a los Consejos Fiscal y de Administración.

Sustentabilidad Empresarial

Chesf tiene en su estructura organizacional, una Coordenaduría subordinada a la Presidencia para tratar asuntos relativos a la sustentabilidad, contando también con un Comité de Sustentabilidad Empresarial que es responsable por las políticas, directrices, consolidación y monitoreo de planes de acciones para mejorar las prácticas de sustentabilidad.

En el año 2011, por segundo año consecutivo, se emitió el Informe de Sustentabilidad siguiendo las directrices mundiales de *Global Reporting Initiative (GRI)*, con grado de aplicación en el nivel B – autodeclarado y el Informe de Comunicación de Progreso (COP) del Pacto Global. Además de esta adhesión, la Compañía mantuvo acciones para atender los Principios de Empoderamiento de la Mujer de Unifem y al Pacto Nacional por la Erradicación del Trabajo Esclavo. Se elaboró además el “Manual de Orientación sobre Proyectos Sociales” y se inició el desarrollo de un sistema informatizado para apoyar las informaciones necesarias a la sustentabilidad empresarial.

Chesf, como integrante del Núcleo de Coordinadores del Comité de Sustentabilidad del Sistema Eletrobras, participó activamente en el Informe de Sustentabilidad de la *Holding* y en las respuestas a los cuestionarios de *Dow Jones Sustainability Index (DJSI)* y del Índice de Sustentabilidad

Empresarial (ISE) de BM&F Bovespa, habiendo en este último, mantenido el desempeño máximo cualitativo (A) en 2011.

Gestión de Riesgos Corporativos

Chesf ha desarrollado e implementado un modelo de gestión de riesgos, coordinado por Eletrobras, que considera las diversas naturalezas de riesgos a los cuales la Compañía está expuesta, que causan impactos en los resultados corporativos y exigen constante monitoreo en función de las metas de crecimiento y de la expectativa de rentabilidad de la Compañía. En 2011, se implementaron las gestiones como resultado: a) del proceso productivo (riesgos operativos); b) de las obligaciones asumidas con terceros (riesgos de crédito); c) de la exposición negativa de la marca (riesgos de reputación); d) de impactos al medio ambiente provocados por las operaciones (riesgos ambientales); e) impactos a la producción o al negocio, causados por fenómenos naturales (riesgos de desastres naturales) y f) de problemas causados por acciones en desacuerdo con las regulaciones y/o la legislación (riesgos de conformidad). Chesf transfiere al mercado asegurador, por medio de la compra de seguros, los riesgos que pueden generar pérdidas significativas a la Compañía y los que deben ser obligatoriamente asegurados, por disposición legal o regulatoria. La Compañía posee un Comité de Riesgos, constituido por representantes de todos los Directorios, responsable por la definición y aprobación de las políticas globales para la gestión de riesgos corporativos.

Gestión de Controles Internos

Chesf, como sociedad anónima de capital abierto y subsidiaria integral de Eletrobras, está sujeta a las normas de la Comisión de Valores Mobiliarios (CVM); entre tanto, como Eletrobras está vinculada a *Securities and Exchange Commission (SEC)*, órgano regulador del mercado de acciones de Estados Unidos de América, el Director Presidente y el Director de Relaciones con Inversores de la Compañía atestiguan la efectividad de sus controles internos, al cierre de cada ejercicio. Estas certificaciones contemplan los principales procesos de Chesf que se encuadran en la categoría de relevantes, de acuerdo con los requisitos de CVM y de la Ley Sarbanes-Oxley (SOX), de forma a garantizar la conformidad de Eletrobras con relación a esa Ley, necesaria para el mantenimiento de su registro de *American Depository Receipts (ADR)* nivel II. En 2011, el proceso de certificación anual comprendió cuatro etapas: a) evaluación de los controles internos a nivel de entidad (*entity level*), para diagnosticar el ambiente de gobierno corporativo; b) autoevaluación del diseño de los procesos empresariales y de los controles internos, por los gestores de negocio; c) prueba de administración de los controles internos, por la Auditoría Interna; y d) prueba de certificación de los controles internos, por los auditores independientes.

Planificación Empresarial

En lo que se refiere a planificación empresarial, el año de 2011 tuvo enfoque en la búsqueda de la consolidación del Proceso de Gestión Empresarial de Chesf, a partir de la Planificación Empresarial Chesf 2010 – 2015 (PE Chesf) y de su institucionalización, según la Resolución Normativa *Sistematización de la Gestión Empresarial*.

Esta consolidación implicó en el desdoblamiento de los objetivos estratégicos que constan en el Mapa Estratégico Chesf 2010-2015, los cuales fueron registrados en el Sistema de Gestión (*software* desarrollado por Chesf en la base *IBM Notes*), con todas las informaciones necesarias para el seguimiento, control y realimentación de cada objetivo estratégico. Esta iniciativa viabiliza la realización de los Análisis de Desempeño Global de PE Chesf, posibilitando el giro completo del PDCA (*Plan – Do – Check – Act*) del Proceso de Gestión Empresarial.

Esa es la dinámica definida, cuyas bases fueron desarrolladas en 2011, para ser aplicada a partir del año siguiente, con el objetivo de mantener el PE Chesf como una pieza de gestión continuamente actualizada, para reflejar los desafíos de la Compañía frente a los escenarios externos e internos que continuamente se configuran.

De esta forma, pasando a ser un instrumento de referencia para todas las acciones de gestión de la Compañía, el PE Chesf posibilitó la definición de las Metas de Desempeño de Equipos integrantes del Sistema de Gestión de Desempeño (SGD), vinculando la gestión de personas a la gestión empresarial. El primer ciclo de evaluación de desempeño de la fuerza de trabajo, con base en el SGD, deberá ocurrir al inicio de 2012.

Una importante acción emprendida en 2011, como parte del proceso de gestión empresarial, fue la realización del Diagnóstico de la Gestión de Chesf, con base en los Criterios de Excelencia de la Gestión, según lo establece la Fundación Nacional de Calidad (FNQ), a la cual Chesf está afiliada en la categoría de Mantenedora. Ese diagnóstico posibilitó la identificación de las principales Lagunas de la Gestión, generando las Oportunidades de Mejora que serán agregadas al PE Chesf para el período 2012–2015.

Otra acción significativa de gestión fue la previsión en el Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna – PAINT/2012 de la realización de un trabajo de auditoría sobre el seguimiento de la ejecución de Planificación Empresarial de la Compañía, tomando como base los resultados previstos para el año en curso comparándolos con los efectivamente alcanzados. El presupuesto es que la realización de esa auditoría contribuya con el Proceso de Gestión Empresarial de Chesf.

MERCADO DE ENERGÍA

La energía eléctrica total consumida en 2011 en Brasil alcanzó 430.106 GWh y representó un aumento de 3,6% con relación al año 2010. Entre las clases de consumo se destacaron la Comercial y la Residencial, con crecimientos de 6,3% y de 4,6% que, juntas, representan más del 40% del consumo total.

En los últimos cuatro años, el resultado obtenido en 2011 solamente no fue mayor que el crecimiento de 8,1% verificado en 2010. Entre tanto, se resalta que ese crecimiento debe ser relativo, considerando la baja base de comparación, influenciada por la crisis financiera que sufrió Estados Unidos de América a partir del final de 2008.

Teniendo en cuenta la crisis que afectó a los países desarrollados en 2011, ocasionando, inclusive, el rebajamiento de la nota de clasificación de riesgo de algunos países europeos, se puede afirmar que las economías emergentes presentaron un ritmo diferente de crecimiento en este año.

En el caso de la economía brasileña, el crecimiento ha sido sustentado principalmente por la expansión de la demanda interna, debido al acceso facilitado al crédito, a la reducción de la tasa de desempleo y al aumento de la renta de la población.

En la región del Nordeste, en 2011 el consumo de energía eléctrica alcanzó 59.722 GWh (13,9% del mercado brasileño), representando una elevación de 0,3% con relación a 2010. Esta variación refleja la desactivación de la planta de Novelis-BA, la disminución de la producción en varios segmentos industriales y las bajas temperaturas registradas al inicio del año. Además de estos factores, también fueron determinantes los problemas técnicos en las unidades industriales electrointensivas del subsistema Nordeste.

Para atender al submercado de la región Nordeste, Chesf contribuyó con 68,1%, los intercambios con los subsistemas Norte y Sudeste respondieron por 9,9% y 9,7%, respectivamente, mientras que otras generaciones (hidroeléctrica, térmica y eólica) participaron con 12,3%.

Para el período 2011 a 2020, las proyecciones de mercado divulgadas por la Empresa de Pesquisa Energética – EPE, presentan un crecimiento en el consumo nacional de energía eléctrica, en las regiones atendidas por el Sistema Interconectado Nacional – SIN, del orden de 4,8% al año. Este desempeño está sustentado por la expansión de las clases comercial (6,0% al año), residencial (4,5% al año) e industrial (4,4% al año). La clase residencial pierde participación en el consumo total, pasando de 26,1% en 2011 para 25,3% en 2020. Ya la clase comercial gana participación a lo largo del período, saliendo de 17,1% en 2011 para 18,8% y la clase industrial mantiene su participación en torno de 43% hasta el final del horizonte.

Para la carga de energía, el incremento será del orden de 30.340 MW medios al final de 2020, aumentando de los actuales 58.256 MW medios para 88.596 MW medios, considerando la interconexión de los sistemas aislados Manaus/Macapá/margen izquierdo del Amazonas, además de la entrada de grandes cargas industriales. El Nordeste tendrá una expansión media de 4,8% al año, con crecimiento superior al previsto para Brasil, pasando de 8.412 MW medios para 13.353 MW medios en 2020, representando un incremento de 4.941 MW medios al final del último año.

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

La energía comercializada por Chesf en 2011 alcanzó el monto total de 50.065 GWh, distribuido entre 22 Estados de Brasil y el Distrito Federal. De ese monto, 44.061 GWh se destinaron al Ambiente de Contratación Regulada – ACR, para atender a las distribuidoras y a los consumidores cautivos, que representan 88,01% del total comercializado, mientras que 6.004 GWh se destinaron al Ambiente de Contratación Libre – ACL, para atender a los comercializadores y a los consumidores libres, representando 11,99% de ese total.

En 2011, la venta de energía para las distribuidoras representó el porcentual de 75,49% del total de la energía comercializada por Chesf. Dentro de ese mercado, se destacan las ventas efectuadas para las distribuidoras localizadas en los siguientes Estados: São Paulo (33,52%), Bahia (19,77%) Rio de Janeiro (12,70%), Paraná (12,11%), Rio Grande do Sul (7,34%) y Minas Gerais (6,63%).

En el Ambiente de Contratación Libre, el proceso de negocio de venta de energía es realizado por la Compañía por medio de subastas. Para ello, Chesf cuenta con el apoyo de una plataforma computacional.

En el año 2011, Chesf promovió 15 subastas, que resultaron en 209 nuevos contratos con comercializadores y consumidores libres. Esos nuevos contratos en el ambiente libre representaron 80,30% de la energía contratada en el ejercicio para ese ambiente.

La región Nordeste, donde está la sede de la compañía, fue responsable por la compra de una parte de 30,89% de lo que Chesf comercializó en el año 2011. Parte de esa energía se destinó a la atención de 24 grandes consumidores industriales de la región.

NUEVOS NEGOCIOS

La prospección de nuevos negocios es parte de la estrategia de Chesf de expandir sus sistemas de Generación y Transmisión. Durante el año 2011, la Compañía participó con éxito en diversas subastas de nuevos proyectos, promovidas por Aneel, que se listan a continuación:

- Subasta de Transmisión 004/2011, Lote H, en que constan la construcción de la LT 500 kV Recife II/Suape II C2 500 kV de 44 km, con las respectivas entradas de línea en las SE Recife II y SE Suape II.
- Subasta de Transmisión 001/2011, Lote B, en que constan la construcción de la LT 230 kV Morro do Chapéu/Irecê C1, con 65 km, con las respectivas entradas de línea en SE Irecê y de la nueva SE Morro do Chapéu;
- Subasta de Transmisión 001/2011, Lote C, en que constan la construcción de la nueva LT 230 kV Paraíso/Lagoa Nova C1, con 65 km, seccionamiento de la LT 230 kV Piripiri/Sobral II C1 para la conexión de la nueva SE Ibiapina, con la construcción de 11 km en circuito doble, de las nuevas SE Ibiapina y SE Lagoa Nova y de las entradas de línea en las SE Paraíso, SE Piripiri y SE Sobral II.
- Subasta de Transmisión 004/2011, Lote G, en que consta la construcción de la LT 230 kV Teresina II/Teresina III C1/C2 de 26 km, de la nueva SE Teresina III, y de dos entradas de línea en la SE Teresina II.
- Subasta de Transmisión 004/2011, Lote I, en que constan la construcción de la LT 230 kV Sapeaçu/Santo Antonio de Jesus C4 de 31 km, de la LT 500 kV Camaçari IV/Sapeaçu C1, de 105 km, y de las entradas de línea de 500 kV en las SE Camaçari IV y SE Sapeaçu, entradas de línea de 230 kV en las SE Santo Antônio de Jesus y SE Sapeaçu.
- Subasta de Transmisión 006/2011, Lote B, en que consta la construcción de un tramo de la LT 230 kV Itagibá/Brumado II de 0,5 km, entre el punto de seccionamiento de la Línea de Transmisión 230 kV Itagibá – Brumado II y la Subestación Poções II; seccionamiento de la LT 230 kV Jardim/Fafen C1, con la construcción del tramo de 0,3 km, para la conexión de la nueva SE Nossa Senhora do Socorro; construcción de la LT 230 kV Jardim/Nossa Senhora do Socorro C1/C2 de 1,3 km; seccionamiento de la LT 230 KV Jardim/Penedo C1 con la construcción de 5 km, para la conexión de la nueva SE Nossa Senhora do Socorro; construcción de la LT 230 kV Messias/Maceió II C1/C2, con 20 km; adecuación de la entrada de línea en la SE Brumado II para SE Poções II; adecuación de la entrada de línea en la SE Itagibá para SE Poções II; adecuación de 02 entradas de línea en la SE Jardim para SE Nossa Senhora do Socorro; adecuación de la entrada de línea en la SE Penedo para SE Nossa Senhora do Socorro; dos nuevas entradas de línea en la SE Poções II y dos en la SE Messias, nuevas SE Poções II, SE Maceió II y SE Nossa Senhora do Socorro.
- Subasta de Generación 07/2011, en que Chesf con 49%, junto con Voltalia Energia do Brasil Ltda. (1%) y Voltalia S.A. (50%), vendió la energía a ser generada por los parques eólicos Junco I (30,6 MW) y Junco II (30,6 MW), en el municipio de Jijoca de Jericoacoara, Caiçara I (30,6 MW) y Caiçara II (19,8 MW), en el municipio de Cruz, todos en el estado de Ceará, con potencia total a instalar de 111,6 MW.

DESEMPEÑO OPERACIONAL

El sistema electroenergético de Chesf integra el Sistema Interconectado Nacional - SIN y realiza intercambio de energía con los sistemas Norte, Sur y Sudeste/Centro-Oeste.

Dada la ubicación de sus principales plantas en la cuenca del São Francisco, la generación de energía es influenciada por los regímenes hidrológicos de las Regiones Nordeste y Sudeste. Debido a esa ubicación y a las afluencias ocurridas en el período húmedo 2010/2011, el principal embalse de la Región Nordeste, Sobradinho, alcanzó en el mes de abril de 2011, su almacenamiento de 85,5% y, al 31 de diciembre, alcanzó 47,3% de su volumen útil.

La Compañía generó 48.663 GWh, en 2011, contra 44.162 GWh en 2010, representando una elevación de 10,2%. Ese resultado se debió a las condiciones energéticas del Sistema Interconectado Nacional - SIN y al intercambio de energía practicado con las otras regiones, de acuerdo con la política de despacho centralizada ejercida por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS.

Se mantuvieron las inversiones en el perfeccionamiento de los instrumentos para la planificación de las intervenciones e implementación de nuevas técnicas y procesos de mantenimiento de equipos, líneas de transmisión y dispositivos de protección, control y supervisión y en la capacitación de recursos humanos.

En 2011, continuó la implantación de mejoras en los sistemas de generación y transmisión, con la sustitución de equipos obsoletos y superados, digitalización de sistemas de protección e instalación de nuevos dispositivos de supervisión y control del sistema electroenergético, especialmente para las Redes de Oscilografía, Cualimetría y de Transmisores de Protección.

Reforzando la red de telecomunicación de Chesf, se agregaron nuevos soportes y servicios al sistema de transmisión óptico digital, destacándose la conclusión de la instalación y las pruebas de los nuevos cabos OPGW para activar las conexiones Senhor de Bomfim – Irecê – Bom Jesus da Lapa – Barreiras, así como la implantación de los Anillos Ópticos Locales para atender a las 13 subestaciones. Se concluyeron también la etapa de Planificación del Sistema prevista en el Plan Director de Telecomunicaciones Horizonte 2018 y la construcción de obras civiles de infraestructura, en 25 subestaciones de Chesf para atender al Plan Nacional de Banda Ancha – PNBL del Gobierno Federal.

Indicadores de Desempeño

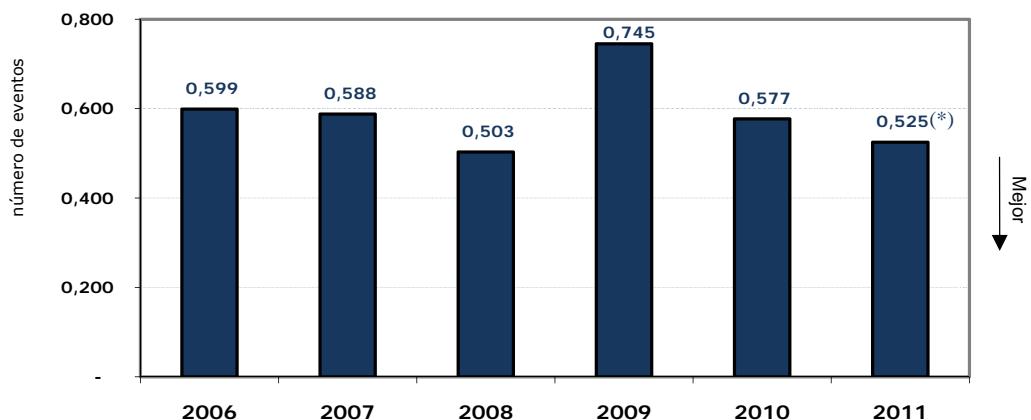
Los resultados de los indicadores de Frecuencia Equivalente de Interrupción – FREQ, de Duración Equivalente de Interrupción – DREQ y de Energía Interrumpida – ENES de 2011 presentan mejora en la atención a la carga, con relación a los últimos dos años. La incidencia de eventos con demanda interrumpida inferior a 50 MW, cerca de 90%, la optimización de la planificación de las intervenciones y la pronta atención en las desconexiones inoportunas contribuyeron para estos resultados.

Los indicadores de Disponibilidad Operacional de Generación y de Líneas de Transmisión también indican un buen desempeño del servicio prestado, repitiendo prácticamente los mejores índices verificados en los últimos cinco años.

Frecuencia Equivalente de Interrupción - FREQ

Indica el número equivalente de interrupciones en el suministro de energía eléctrica.

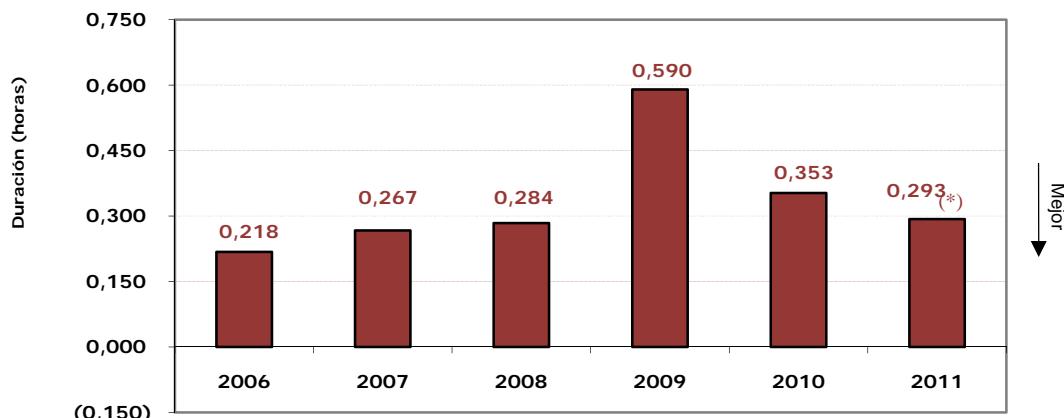
Frecuencia Equivalente de Interrupción - FREQ



Duración Equivalente de Interrupción - DREQ

Indica la duración equivalente, en horas, de las interrupciones en el suministro de energía eléctrica.

Duración Equivalente de Interrupción - DREQ

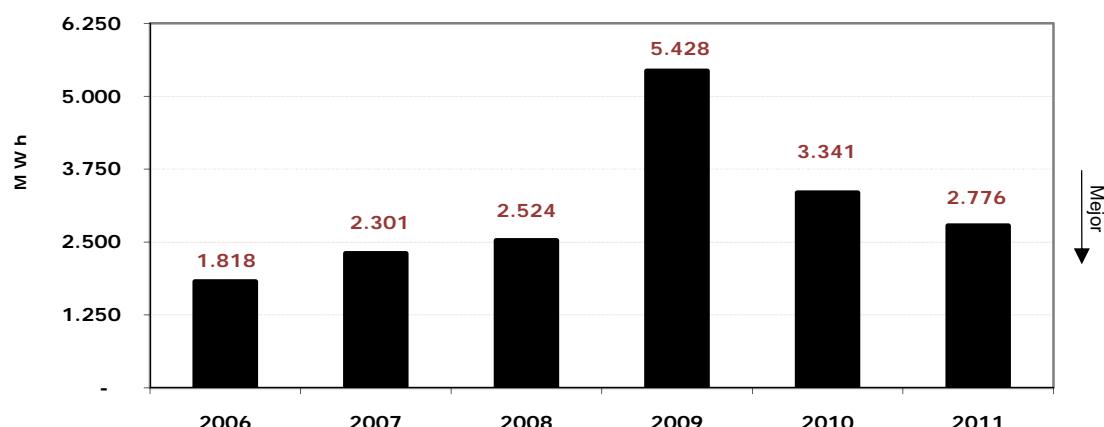


(*) No se consideró, en la determinación del indicador, la ocurrencia del día 04.02.2011 que afectó la Región Nordeste, por haber sido de naturaleza sistémica.

Energía Interrumpida - ENES

Indica el monto equivalente de energía eléctrica, en GWh, en las interrupciones de suministro.

ENERGIA INTERRUMPIDA - ENES



Disponibilidad Operacional - DO

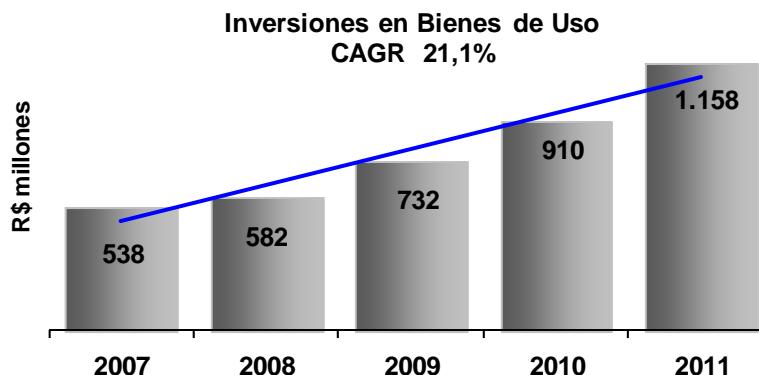
Indica la probabilidad de, en un momento dado, el equipo estar operando, desempeñando su función o listo para operar.



INVERSIONES

En el año, las inversiones en bienes de uso para la expansión y modernización de la capacidad productiva de Chesf, de acuerdo con la realización presupuestaria, totalizaron R\$ 1.158,1 millones. Este monto está distribuido de la siguiente forma: R\$ 338,5 millones en generación de energía; R\$ 601,2 millones en obras del sistema de transmisión; R\$ 119,1 millones en el reasentamiento de Itaparica; y R\$ 99,3 millones en infraestructura. En el período 2007 a 2011, la Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR) fue de 21,1%.

El siguiente gráfico presenta las inversiones a lo largo de los últimos cinco años.



Sistema de Generación

En 2011, se invirtieron R\$ 158,6 millones para mantener el sistema de generación hidroeléctrica con niveles de continuidad y disponibilidad satisfactorios para atender la demanda y se destacan las siguientes realizaciones:

- Instalación de tecnología digital en los Sistemas de Medición, Protección, Comando, Control, Supervisión y Regulación de la Planta Paulo Afonso III;
- Modernización de los dos generadores para la clase de aislamiento F en la Planta Paulo Afonso II, estando en curso la modernización de otros dos generadores y de una turbina de esta planta, además de otra unidad generadora (conjunto de turbina y generador) en la Planta Paulo Afonso I.
- Inicio de la implantación de tecnología digital en los Sistemas de Medición, Protección, Comando, Control, Supervisión y Regulación de la Planta Boa Esperança;
- En curso la revisión general de la unidad generadora 4 de la Planta Apolônio Sales (Moxotó), con reposición de repuestos sumergidos, sustitución del concreto secundario, y recentralización y renivelación del conjunto rotativo.

Con relación a nuevos proyectos de plantas hidroeléctricas, la Compañía ya había concluido, en asociación con empresas privadas, los Estudios de Viabilidad Técnica y Económica (EVTE) de cinco aprovechamientos hidroeléctricos situados en el río Parnaíba: Ribeiro Gonçalves (113 MW), Uruçuí (134 MW), Cachoeira (63 MW), Estreito (56 MW) y Castelhano (64 MW), como también del aprovechamiento de Riacho Seco (276 MW), en el sub-medio São Francisco. Los respectivos estudios ambientales (EIA/RIMA) ya habían sido entregados también al Ibama. Hasta diciembre de 2011, Ibama había emitido solamente las Licencias Previas (LPS) para tres de esos cinco proyectos: Cahoeira, Estreito y Castelhano que pudieron ser incluidos en la subasta Aneel 07/2011, ocurrida en diciembre de 2011, ofrecidos en esa Subasta como un complejo hidroeléctrico formado por esas tres plantas. Además, el precio máximo de venta de energía que fue estipulado en la Citación para ese complejo hidroeléctrico, produjo rentabilidad insuficiente para la explotación de este complejo. Como resultado, ningún interesado presentó una oferta en esa Subasta. En julio de 2011 el Ibama rechazó la LP para la hidroeléctrica Uruçuí. Actualmente, se aguarda la emisión por el Ibama de las respectivas licencias previas para las hidroeléctricas Ribeiro Gonçalves y Riacho Seco, lo que posibilitará la disputa de sus concesiones por la Compañía en subastas a ser promovidas por Aneel.

En el área de energía eólica, la Compañía invirtió R\$ 175,9 millones en 2011, de un total de R\$ 202,9 millones, en la implantación del Parque Eólico Casa Nova, de concesión exclusiva, de 180 MW, situado en el municipio de Casa Nova, en Bahia; avanzó en los contactos con emprendedores, en los estudios y actividades de campo para viabilizar la implantación de nuevos parques eólicos en la región nordeste.

En el área de generación solar, la Compañía sometió a Aneel en diciembre de 2011, una planta fotovoltaica de 3MWp interconectada a la red eléctrica en un área localizada cerca de la ciudad de Petrolina-PE, en conformidad con la Llamada de Proyecto Estratégico nº 013/2011 de esa Agencia. Esta planta tiene como objetivo proponer arreglos técnicos y comerciales para la inclusión de proyectos de generación solar fotovoltaica en la matriz energética brasileña, en un proyecto de P&D+1, llamado "Central Fotovoltaica de la Plataforma Solar de Petrolina", elaborado en asociación de Chesf, Cepel, UFPE y UPE.

Sistema de Transmisión

Chesf ha ejecutado un gran programa de expansión de transmisión en los últimos 10 años. En el año 2011, el sistema de Transmisión de Chesf fue ampliado en 810 MVA de su capacidad de transformación de energía eléctrica, siendo prácticamente el doble del año de 2010. Esta ampliación ocurrió por la conclusión de las siguientes acciones:

- Nueva subestación SE Ibicoara con 04 (03 + 01) autotransformadores 500/230 kV – 100 MVA, cada uno, conexiones asociadas, interconexión de barras 500 kV, 02 transformadores trifásicos 230/138 kV - 55 MVA, conexiones asociadas, interconexión de barras 230 kV, interconexión de barras 138 kV y entrada de línea 230 kV para Brumado II – Inversión e ingreso incluidos en la LT Ibicoara/Brumado II C1;

- Adecuación de infraestructura de módulo general por la implantación de un módulo de infraestructura general de 138 kV, 01 módulo de infraestructura de maniobra 230 kV y cuatro módulos de infraestructura de maniobra de 138 kV; 01 módulo de interconexión de barras 138 kV, arreglo barra principal y de transferencia; 01 módulo de entrada de línea 138 kV, arreglo barra principal y transferencia, para SE Pilões II, originada del seccionamiento de la LT 138 kV Pilões II/Santa Cruz II en la SE Paraíso; 01 módulo de entrada de línea 138 kV, arreglo barra principal y transferencia, para Santa Cruz II, originada del seccionamiento de la LT 138 kV Pilões II/Santa Cruz II en la SE Paraíso; 1º autotransformador trifásico 230/138 kV - 100 MVA; 01 módulo de conexión 230 kV, arreglo barra doble y cuatro llaves; 01 módulo de conexión 138 kV, arreglo barra principal y transferencia en la SE Paraíso;
- 2º transformador trifásico 230/69 kV - 50 MVA; módulo de conexión 230 kV, arreglo barra doble a cinco llaves; módulo de conexión 69 kV, arreglo barra principal y transferencia en la SE Açu II;
- Instalación del 3^{er} transformador trifásico 230/69 kV - 150 MVA; módulo de conexión 230 kV, arreglo barra doble a cuatro llaves; módulo de conexión 69 kV, arreglo barra principal y transferencia en la SE Joairam;
- Complemento de módulo general de 230 kV, reasignación de un transformador trifásico 230/69 kV - 100 MVA; módulo de conexión 69 y 230 kV asociadas, 02 interconexión de barras 230 kV, reasignación de entradas de línea 230 kV e instalación de equipos complementarios para Tacaimbó C1, Tacaimbó C2, Natal II C3 y Pau Ferro C3; entrada de línea 230 kV para Natal II C4; y equipos para adecuación de la extremidad opuesta de esas mismas LTs, a los procedimientos de red en SE Campina Grande II;
- Instalación de reactores limitadores de impedancia de como mínimo 0,31 ohms por fase, en el terciario del transformador trifásico 138/69/13,8 kV - 39 MVA 03T1 en la SE Currais Novos II;
- 06 entradas de línea 230 kV, en las SEs Mossoró, Banabuiú, Santo Antonio de Jesus, Funil, Itapebí, Jardim y Penedo;
- 01 entrada de línea 138 kV en la SE Funil;
- 03 entradas de línea 69 kV en las SEs Milagres, Mossoró e Xingó.
- Sustitución del sistema de protección digital (retrofit) de las siguientes líneas:
 - LT Banabuiú-Mossoró II 04C4 en la SE Banabuiú;
 - LT Cotelipe-Camaçari II 04M5 en la SE Camaçari II;
 - LT Catu-Cícero Dantas 04L3 en las SEs Catu y Cícero Dantas;
 - LT Cotelipe-CI Usiba 04L1, LT Cotelipe - CI Rio Doce Manganês 04L2, LT Cotelipe-Jacaracanga 04L3, de la LT Cotelipe-Matatu 04L4 de la LT Cotelipe-Camaçari II 04M5 y de la LT Cotelipe-Camaçari II 04M6 en la SE Cotelipe;
 - LT Cotelipe-Jacaracanga 04L3 en la SE Jacaranga;
 - LT Rio Largo II-CI Braskem 04S2 en la SE Rio Largo;
 - LT Messias-Rio Largo II 04S3, de la LT Messias-Rio Largo II 04S4, y de la LT Messias-Rio Largo II 04S5 en la SE Messias;
 - LT Campina Grande II-Santa Cruz II 03L1 y de la LT Santa Cruz II-Currais Novos II 03M2 en la SE Santa Cruz II;
 - LT Currais Novos II-Santana do Matos II 03C1 y de la LT Santana do Matos II-Açu II 03C2 en la SE Santana do Matos II.
- Complemento de la LT 230 kV Pituaçu/Narandiba C1/C2 con construcción de 1,4 km de línea de transmisión 230 kV, circuito doble a partir de la SE Pituaçu; construcción de 0,4 km de línea de transmisión 230 kV, circuito doble a partir de la SE Narandiba; e implantación de 5,7 km de cable pararrayos OPGW con 36 fibras y de 204 aisladores poliméricos;
- Sustitución de las protecciones de las LTs de 69 kV de interconexión entre las SEs Fortaleza y Delmiro Gouveia (02J3 y 02J4), por protecciones más adecuadas y aplicaciones en líneas cortas;
- Implantación de la conexión óptica a partir de la LT 230 kV Senhor do Bonfim - Irecê, de la LT 230 kV Irecê - Bom Jesus da Lapa, y de la LT 230 kV Bom Jesus da Lapa - Barreiras;
- Sustitución del TT 130,5 ohm/fase por otro de 20 ohm/fase (asociado al 3º TR 230/69 kV - 39 MVA, ya en operación) en la SE Boa Esperança
- Resignación de la LT 230 kV Pau Ferro/C.Grande II C1 en la llegada de la SE Campina Grande II (04C3 - Coteminas) – implantación de 02 nuevas estructuras - 0,6 km;

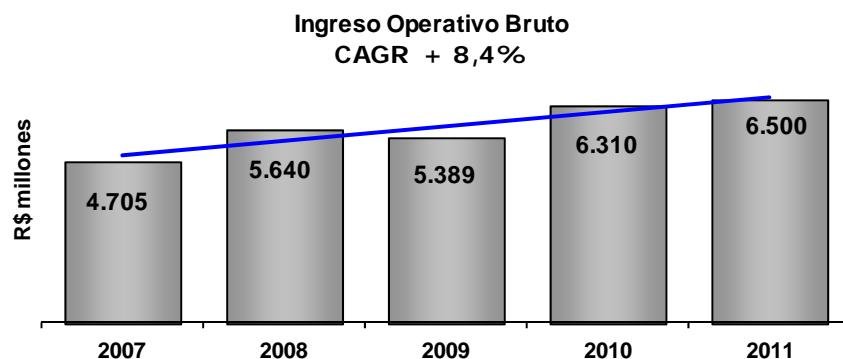
- Recapacitación para aumento de la temperatura del proyecto de 60º C para 90º C y de la capacidad de transporte de 235 MW para 350 MW - 29 km de la LT 230 kV Sapeaçu/Santo Antônio de Jesus C2/C3;
- Complementación de seccionamiento del primer circuito de la LT 230 kV Juazeiro II/Senhor do Bonfim II en la SE Jaguarari, con la implantación de 0,5 km de línea 230 kV con un conductor por fase del tipo Grosbeak y dos cabos pararrayos por fase y estructuras necesarias; Complementación del seccionamiento de la LT 230 kV Sapeaçu/Funil C3 para alimentación de la SE Santo Antônio de Jesus – implantación de 03 nuevas estructuras - 0,4 km;

DESEMPEÑO ECONÓMICO FINANCIERO

El desempeño económico financiero se presenta en conformidad con los estados contables consolidados de la Compañía de los ejercicios de 2010 Y 2011.

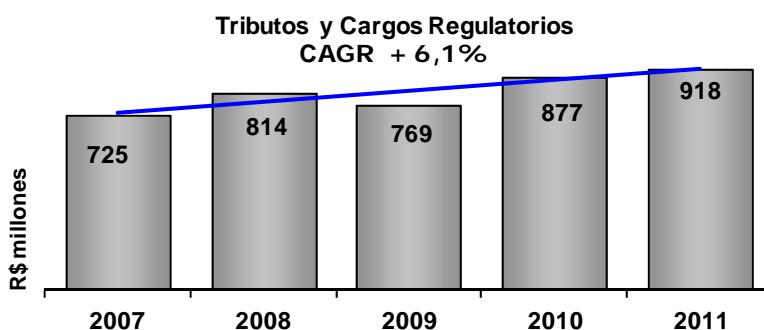
Ingreso Operativo Bruto

El ingreso operativo bruto de Chesf, en 2011, en el monto de R\$ 6.500,4 millones, presentó un aumento de 3,0% con relación a R\$ 6.309,9 millones de 2010. Tal resultado se debió a las siguientes variaciones: ingresos de suministro/abastecimiento de energía eléctrica (+1,9%); ingreso de transmisión (+31,4%); ingreso de construcción (+51,1%); en la comercialización de energía en el mercado de corto plazo se registró una reducción de 306,7 millones (-100,3%). En el período de 2007 a 2011 la Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR) fue de +8,4%.



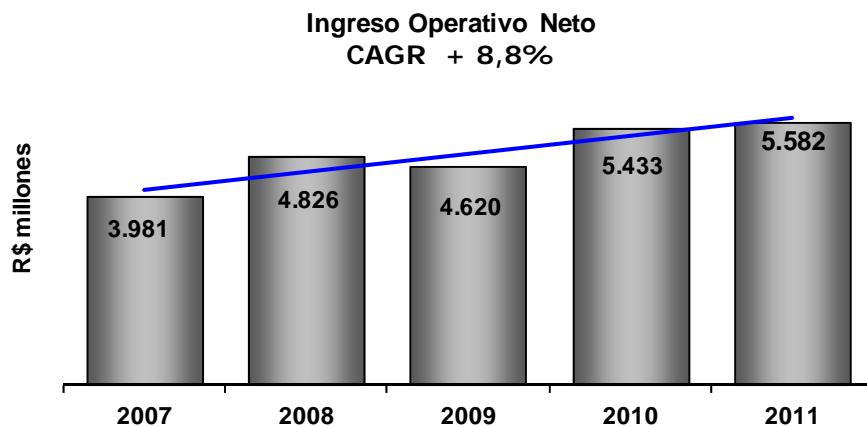
Tributos y Cargos Regulatorios sobre Ventas

Los tributos y cargos regulatorios sobre ventas totalizaron R\$ 918,0 millones en el año 2011 (+4,7% con relación a 2010). De este total, R\$ 554,5 millones corresponden a impuestos y contribuciones sociales (+7,0% con relación a 2010) y R\$ 363,5 millones a cargos regulatorios (+1,3% con relación al año anterior). La Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR) en el período 2007 a 2011 fue de +6,1%.



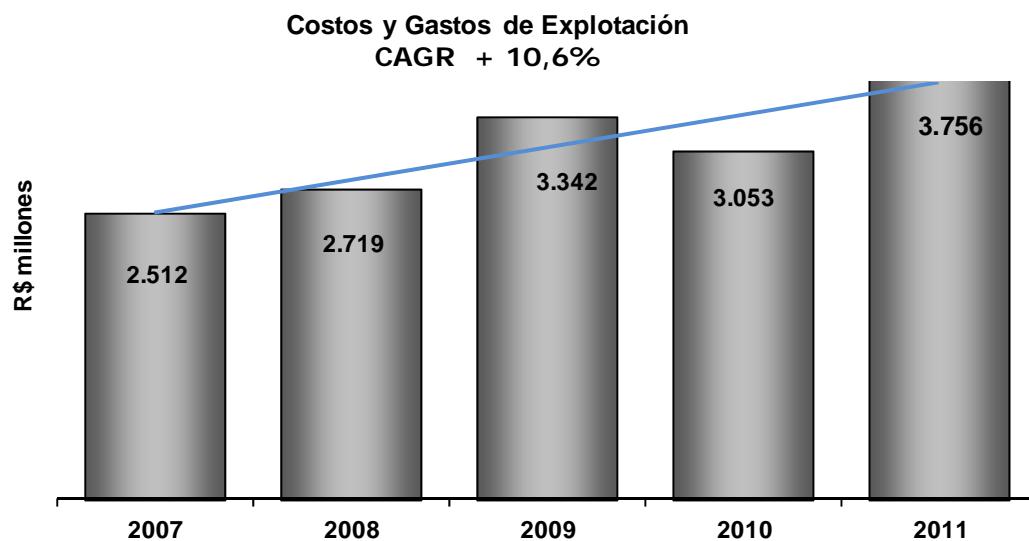
Ingreso Operativo Neto

El ingreso operativo neto, que considera las deducciones de impuestos y cargos a pagar del consumidor, registró un aumento de 2,7% (+ R\$ 149,3 millones) con relación al año de 2010, alcanzando R\$ 5.582,4 millones en 2011. De 2007 a 2011, la Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR) fue de +8,8%.



Costos y Gastos de Explotación

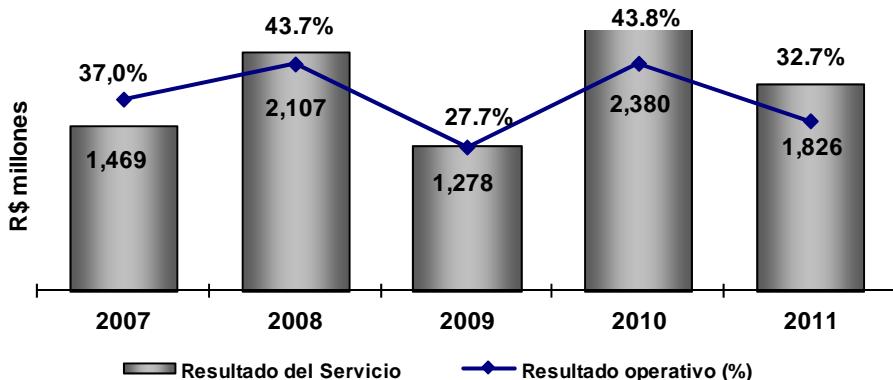
Los costos y gastos de explotación totalizaron R\$ 3.756,5 millones en 2011, +23,0% con relación al año anterior. Este aumento refleja, principalmente, las siguientes variaciones: +36,2% en el rubro personal; +51,1% en los costos de construcción; +5,2 en cargos de uso de la red eléctrica; +16,4% en la compensación financiera por la utilización de recursos hídricos y +92,9% en provisiones para contingencias. La Tasa de Crecimiento anual Compuesta (CAGR) fue de +10,6%, en el período 2007 a 2011.



Resultado del Servicio de Energía Eléctrica y Resultado Operativo

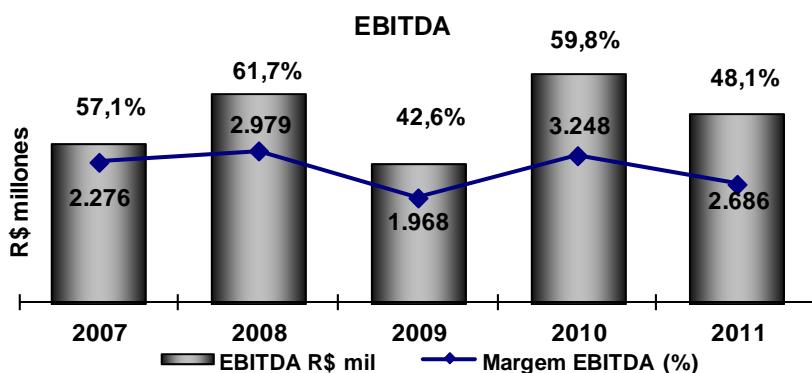
Como efecto de los hechos anteriormente mencionados, el resultado operativo del servicio (EBIT), en el valor de R\$ 1.825,9 millones, presentó una reducción de 23,3% con relación al monto de R\$ 2.379,6 millones obtenido en 2010. Con este resultado, el resultado operativo del servicio (resultado del servicio/ingreso operativo neto), pasó de 43,8% en 2010, para 32,7% en 2011, una disminución de 11,1 puntos porcentuales.

Resultado del Servicio de Energía Eléctrica



Generación de Explotación de Efectivo (EBITDA)

La generación de explotación de efectivo expresada por el EBITDA (beneficio antes de los intereses, impuestos, depreciación y amortización) fue de R\$ 2.686,3 millones, representando una reducción de 17,3% con relación a R\$ 3.247,6 millones registrados en 2010. El resultado EBITDA (EBTIDA/Ingreso operativo neto) es de 48,1%, con relación a 59,8% obtenido en 2010, representa una reducción de 11,7 puntos porcentuales.



Cálculo del EBITDA	(R\$ millones)	
	2011	2010
Beneficio neto	1.554,1	2.177,2
(+) Impuesto a las Ganancias y Contribución Social sobre el beneficio neto	256,9	431,8
(+) Gastos financieros	298,4	140,1
(+) Depreciación	418,1	416,1
(+) Provisiones para contingencias	158,8	82,4
(=) EBITDA	2.686,3	3.247,6

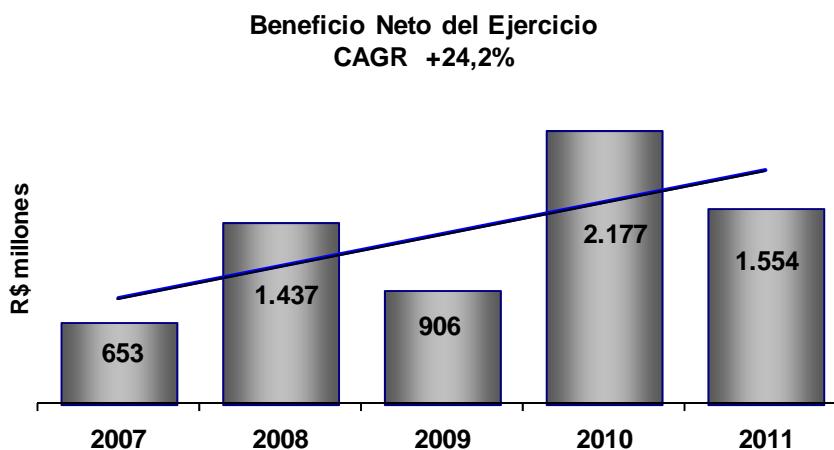
Resultado Financiero

El resultado financiero en el ejercicio presentó un gasto neto de R\$ 33,5 millones, mientras que en 2010 presentó un ingreso de R\$ 229,8 millones. Este resultado se debió principalmente al aumento en los intereses sobre remuneración a los accionistas y reducción de la renta de refinanciaciones a clientes. Se debe destacar que en 2010 se contabilizó un ingreso de la acción de la Cofins, en el valor de R\$ 165,1 mil, sin comparativo en 2011. Su composición se presenta a continuación:

Ingresos (gastos) financieros	(R\$ millones)	2011	2010
Renta de inversiones financieras		144,9	80,5
Renta de refinanciaciones concedidas a clientes		87,0	154,3
Cargos de la deuda de los préstamos y financiaciones		(69,8)	(74,2)
Variaciones monetarias de préstamos y financiaciones		(12,3)	(0,5)
Intereses sobre dividendos		(179,1)	(16,2)
Ingreso de la acción de la Cofins		-	165,1
Otros ingresos (gastos) financieros		(4,1)	(79,2)
(=) Resultado financiero neto		(33,5)	229,8

Beneficio Neto del Ejercicio

El beneficio neto consolidado obtenido por Chesf en 2011 fue de R\$ 1.554,1 millones, registrando una reducción de 28,6%, comparado con R\$ 2.177,2 millones en 2010. De 2007 a 2011, la Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR) fue de +24,2%.



Préstamos, Financiaciones y Debentures

El endeudamiento bruto consolidado, que incluye los intereses contabilizados y el principal de la deuda con Eletrobras y con instituciones financieras, además de debentures emitidos por la controlada en conjunto, terminó el ejercicio con R\$ 2.800,0 millones, 47,3% mayor que R\$ 1.901,5 millones al final de 2010.

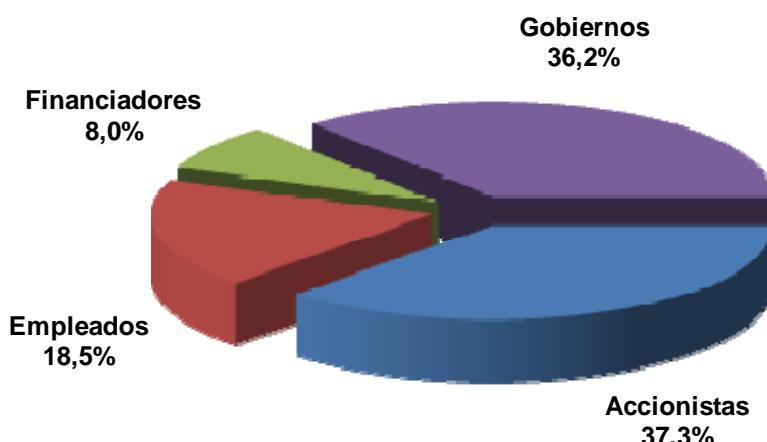
La deuda neta (financiaciones, préstamos y debentures menos las disponibilidades) presentó al final del año el saldo de R\$ 2.236,0 millones, según se presenta a continuación:

	(R\$ millones)		
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>Δ%</u>
Corto plazo	884,3	278,8	217,2
Largo plazo	1.915,7	1.622,7	18,1
Deuda Bruta Total	2.800,0	1.901,5	47,3
(-) Efectivo y equivalentes de efectivo	564,0	498,0	13,3
Deuda neta	2.236,0	1.403,5	59,3

Valor Agregado

El valor económico generado por la Compañía en 2011, según el estado de situación patrimonial consolidado fue de R\$ 4.173,2 millones, valor que es 8,6% inferior que el valor de R\$ 4.453,7 millones en 2010. Este valor fue devuelto a la sociedad en la forma de: salarios, cargos y beneficios a los empleados (18,5%); impuestos, tasas y contribuciones a los gobiernos federal, estatales y municipales (36,2%); intereses a los financiadores (8,0%); y beneficios a los accionistas (37,3%).

Distribución del Valor Agregado



PARTICIPACIONES SOCIETARIAS

Al 31 de diciembre de 2011, Chesf poseía participaciones minoritarias en las siguientes empresas:

- **STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.**

49% en el capital social de SPE STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A., constituida el 27 de octubre de 2003, que tiene como objeto social la construcción, implantación, operación y mantenimiento de la línea de transmisión de 500kV Teresina II(PI)/Sobral III(CE)/Fortaleza II(CE), en operación desde enero de 2006, con plazo de concesión de 30 (treinta) años.

- **Integração Transmissora de Energia S.A.**

12% en el capital social de SPE Integração Transmissora de Energia S.A., constituida el 20 de diciembre de 2005, que tiene como objeto social la construcción, implantación, operación y mantenimiento de la línea de transmisión de 500 kV Colinas/Serra da Mesa II, 3^a circuito, en operación desde mayo de 2008, con plazo de concesión de 30(treinta) años.

- **Energética Águas da Pedra S.A.**

24,5% en el capital social de SPE Energética Águas da Pedra S.A., constituida el 3 de abril de 2007, teniendo como objeto social la implantación de la Planta Hidroeléctrica Dardanelos, en el Río Aripuanã, situada en Mato Grosso, con potencia de 261 MW y plazo de concesión de 35 (treinta y cinco) años. La entrada en operación de las unidades generadoras fue concluida en septiembre de de 2011.

- **ESBR Participações S.A.**

20% en el capital social de SPE ESBR Participações S.A., constituida el 12 de febrero de 2009, que pasó a tener, a partir de mayo de 2009, la totalidad de las acciones de la empresa Energia Sustentável do Brasil S.A., teniendo como objeto social la implantación de la Planta Hidroeléctrica Jirau, en el Río Madeira, en Porto Velho/ Rondônia, con 3.750 MW y plazo de concesión de 35 (treinta y cinco) años, habiendo sido vendido el componente de energía de esta ampliación en la Subasta Aneel nº 02/2011. Hay estudios para la nueva ampliación de esta PHE que pasaría para 4.050 MW, en la dependencia del reconocimiento de la garantía física (MW medios) adicional a ser reconocida por EPE y Aneel. El inicio de operación de su primera unidad está previsto para enero de 2013, según se estableció en el Contrato de Concesión.

- **Norte Energia S.A.**

15% en el capital social de SPE Norte Energia S. A., constituida el 21 de julio de 2010, teniendo como objeto social la implantación de la Planta Hidroeléctrica Belo Monte, de 11.233MW, en el Río Xingu, en el Estado de Pará y con plazo de concesión de 35 (treinta y cinco) años.

Esta hidroeléctrica se compone de dos casas de fuerza: la principal, denominada Belo Monte, con 18 unidades generadoras de potencia unitaria de 611,1 MW, con turbinas Francis; y la segunda, denominada Pimental, con 6 unidades generadoras de potencia unitaria de 38,85 MW, con turbinas Bulbo. La entrada en operación de la primera unidad generadora de Pimental y Belo Monte, están previstas para febrero de 2015 y marzo de 2016, respectivamente.

- **Pedra Branca S.A.**

49% del capital social de SPE Pedra Branca S.A., constituida en octubre de 2010, teniendo como objeto social la implantación del Parque Eólico Pedra Branca, de 30 MW, situado en el municipio de Sento Sé, en Bahia, con Autorización otorgada con previsión contractual de entrada en operación en enero de 2013 y plazo de duración de 20 años.

- **São Pedro do Lago S.A.**

49% del capital social de SPE São Pedro do lago S.A, constituida en octubre de 2010, teniendo como objeto social la implantación del Parque Eólico São Pedro do Lago, de 30 MW, situado en el municipio de Sento Sé, en Bahia, con Autorización otorgada con previsión contractual de entrada en operación en enero de 2013 y plazo de duración de 20 años.

- **Sete Gameleiras S.A.**

49% del capital social de SPE Sete Gameleiras S.A., constituida en octubre de 2010, teniendo como objeto social la implantación del Parque Eólico Seta Gameleiras, de 30 MW, situado en el municipio de Sento Sé, en Bahia, con Autorización otorgada con previsión contractual de entrada en operación en enero de 2013 y plazo de duración de 20 años.

- **Manaus Transmissora de Energia S.A.**

19,5% en el capital social de SPE Manaus Transmissora de Energia S.A., constituida el 22 de abril de 2008, que tiene como objeto social la construcción, implantación, operación y mantenimiento de la línea de transmisión de 500 kV Oriximiná/Silves/Lechuga, de la subestación Silves (antes denominada Itacoatiara) 500/138 kV (150 MVA) y de la subestación Lechuga (antes denominada Cariri) 500/230 kV (1.800 MVA), con inicio de las operaciones previsto para mayo de 2012 y plazo de concesión de 30 (treinta) años.

- **Manaus Construtora Ltda.**

19,5% en el capital de SPE Manaus Construtora Ltda., constituida el 30 de enero de 2009, que tiene como objetivo la construcción, montaje y suministro de materiales, mano de obra y equipos para la línea de transmisión de 500 kV Oriximiná/Silves/Lechuga, CD, la subestación Silves (antes denominada Itacoatiara) de 500/138 kV y la subestación Lechuga (antes denominada Cariri) de 500/230 kV, entradas de línea e instalaciones vinculadas, como también las demás instalaciones necesarias a las funciones de medición, supervisión, protección, comando, control y telecomunicación, a ser integrada a la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional.

- **Interligação Elétrica do Madeira S.A.**

24,5% en el capital de la SPE Interligação Elétrica do Madeira S.A., constituida el 18 de diciembre de 2008, que tiene como objeto social la construcción, implantación, operación y mantenimiento de la línea de transmisión de 600 kV Coletora Porto Velho (RO)/Araraquara 2 (SP), de corriente continua, de la estación rectificadora de corriente alterna para corriente continua 500/600 kV, localizada en la subestación Coletora Porto Velho, con capacidad de 3.150 MW, y de la estación inversora de corriente continua para corriente alterna 600/500 kV, localizada en la subestación Araraquara 2, con capacidad de 2.950 MW, con inicio de las operaciones previsto para abril de 2013 y plazo de concesión de 30 (treinta) años.

- **TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.**

49% en el capital de SPE TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A., constituida el 12 de enero de 2010, que tiene como objetivo social la construcción, implantación, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional, específicamente de la Línea de Transmisión São Luiz II – São Luiz III, 230 kV, localizada en el estado de Maranhão, de las subestaciones Pecém II, 500 kV, y Aquiraz II, 230 kV, localizadas en el estado de Ceará. El plazo de concesión del proyecto es de 30 (treinta) años.

- **Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.**

49% en el capital de SPE Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A., constituida el 07 de julio de 2011, que tiene como objetivo la construcción, montaje, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la LT Ceará Mirim – João Câmara II, circuito simple, 500 kV, con 64 Km; LT Ceará Mirim – Campina Grande III, circuito simple, 500 kV, con 201 Km; LT Ceará Mirim – Extremoz II, circuito simple, 230 kV, con 26 Km; LT Campina Grande III – Campina Grande II, circuito simple, 230 kV, con 8,5 Km; SE João Câmara II, 500 kV; SE Campina Grande III, 500/230 kV; SE Ceará Mirim, 500/230 kV, e instalación de transmisión del interés exclusivo de las centrales de generación para conexión compartida – ICG, banco de transformadores 500/138 kV en la SE João Câmara II. El plazo de concesión del proyecto es de 30 (treinta) años para las instalaciones de transmisión que formarán parte de la Red Básica y de 18 (dieciocho) años para las instalaciones de transmisión del interés exclusivo de las centrales de generación para conexión compartida – ICG. Inicio de las operaciones previsto para agosto de 2013.

- **Interligação Elétrica Garanhuns S.A.**

49% en el capital de SPE Interligação Elétrica Garanhuns S.A., constituida el 22 de septiembre de 2011, que tiene como objetivo la construcción, montaje operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional, específicamente LT Luis Gonzaga – Garanhuns, 500 kV, con 224 Km; LT Garanhuns – Campina Grande III, 500 kV, con 190 Km; LT Garanhuns – Pau Ferro, 500 kV, con 239 Km; LT Garanhuns – Angelim I, 230 kV, con 13 Km; SE Garanhuns, 500/230 kV; SE Pau Ferro, 500/230 kV. El plazo de concesión del proyecto es de 30 (treinta) años y el inicio de las operaciones está previsto para junio de 2014.

- **Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I e Caiçara II**

49% en la SPE a ser constituida proveniente de la Subasta n.º 007/2011-ANEEL realizada el 20 de diciembre de 2011, en consorcio con la empresa francesa Voltalia, cuyo objeto fue la compra de energía proveniente de nuevos proyectos de generación eólica. Las plantas eólicas Junco I y II, de 30 MW, y Caiçara I y II, de 30MW y 21MW, respectivamente, serán construidas en el municipio de Jijoca de Jericoacoara, en el Estado do Ceará y totalizarán 111 MW de potencia instalada, con una inversión del orden de R\$ 180,0 millones. El inicio de las operaciones está previsto para enero de 2016.

RELACIÓN CON LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

La política de Chesf con relación a sus auditores independientes se basa en principios que preservan la independencia de esos profesionales. En cumplimiento a la Instrucción CVM nº 381, del 14/01/2003, la administración informa que sus auditores - PricewaterhouseCoopers Auditores Independientes, durante el ejercicio de 2011, no prestaron otros servicios fuera de los servicios de auditoría de los estados contables. Los referidos auditores fueron contratados en un único contrato para todas las empresas del Sistema de Eletrobrás, por un período de 5 cinco años, iniciando los trabajos en el ejercicio de 2009.

En cumplimiento a la Ley Societaria, los estados contables de Chesf son auditados por auditor independiente, contratado por medio de licitación y aprobado por el Consejo de Administración, con restricción de prestación de otros servicios y con la adopción de turnos a cada período de cinco años.

PROGRAMA DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO E INNOVACIÓN

Los Programas de Investigación, Desarrollo e Innovación de Chesf tienen como objetivo su capacitación tecnológica y la promoción de la innovación, para generar nuevos procesos o productos, o el evidente perfeccionamiento de sus características, mediante la ejecución de proyectos de investigación, contratados en las instituciones de investigación y desarrollo.

La Compañía posee dos carteras de proyectos. La primera que cumple los requisitos de las Leyes nº 9.991/2000 y nº 10.848/2004, cartera Aneel, se enfoca en las necesidades de interés más específico del sistema de producción y transmisión de energía eléctrica, involucrando una gran gama de reconocidas entidades de enseñanza e investigación en el papel de ejecutores de los proyectos. La segunda cartera de proyectos se concentra en asuntos de interés común a las empresas del Sistema Eletrobrás y tiene, como ejecutora, el Centro de Centro de Pesquisas de Energía Eléctrica (Cepel).

En el ejercicio de 2011, Chesf buscó enfocarse en la contratación de 52 proyectos de investigación, 19 (diecinueve) del ciclo 2006/2007 y 33 (treinta y tres) del Programa 2009, en la prospección externa de propuestas de proyecto para atender a 24 (veinticuatro) solicitudes tecnológicas de la Compañía, Programa de P&D+I 2011.1, y en acciones volcadas para perfeccionar la gestión de innovación. La Compañía sometió además a Aneel el plan de inversión contemplando proyectos de gran dimensión y participó en la citación del proyecto estratégico.

El plan de inversiones contempló proyectos en las áreas de generación solar termoeléctrica, nanotecnología y gestión de equipos e instalaciones, resultando en un monto a ser invertido de R\$ 89,0 millones. En la misma línea de buscar la realización de proyectos de gran porte, Chesf participó de la citación de Aneel para ejecutar un proyecto estratégico que tiene como objetivo incluir energía fotovoltaica en la matriz energética brasileña, cuya inversión deberá ser del orden de R\$ 45,0 millones.

El monto de recursos invertidos en 2011, en las carteras arriba mencionadas, fue de aproximadamente R\$ 25,0 millones. Chesf también contribuyó para el Fundo Nacional de Desarrollo Científico e Tecnológico – FNDCT y para la financiación de la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), con un total de cerca de R\$ 32 millones. Por lo tanto, en total, Chesf invirtió en P&D+I, directa e indirectamente, el significativo importe de cerca de R\$ 57 millones.

GESTIÓN DE PERSONAS

La Compañía terminó el ejercicio de 2011 con un cuadro de personal de 5.659 empleados, de los cuales 1.175 son mujeres y 4.484 hombres, registrando un índice de *turnover* de 7,16%, como resultado, principalmente, de la desvinculación de la mayoría de los empleados que adhirieron al Plan de Desvinculación Voluntaria Programada 2009-2001 y de la admisión de nuevos empleados. En el año anterior, ese índice fue de 2,47%.

Se consolidó el Plan de Carrera y Remuneración – PCR, unificado para las empresas del Sistema Eletrobras, alcanzando una adhesión de 99,12% de los empleados de Chesf. Se concluyó el Módulo de Planificación del Sistema de Gestión de Desempeño – SGD, comprendiendo la definición de metas y competencias. También se realizaron talleres de preparación de gestores y audiencias corporativas informativas para todos los empleados.

Divulgado el resultado de la Primera Encuesta Unificada de Clima Organizacional de las Empresas del Sistema Eletrobras, realizada en 2010, se verificó que Chesf alcanzó el Índice de Favorabilidad de 70,9%. Al final de 2011, se realizó la 2^a Encuesta Clima, cuya previsión de resultados será al inicio de 2012.

Remuneración y Beneficios

En 2011, R\$ 102,5 millones fueron distribuidos para los empleados como Participación en los Beneficios o Resultados - PLR, resultantes del cumplimiento de metas preestablecidas por Eletrobras y por Chesf.

Con el objeto de mejorar la calidad de vida y el bienestar de sus empleados, Chesf ofrece los siguientes beneficios, según condiciones establecidas en sus normativas: Asistencia Materno Infantil; Asistencia Educacional; Reembolso de gastos con uniforme y material escolar; Asistencia Educacional Superior para empleados; Atención médica y de enfermería en los centros médicos de la empresa durante el horario comercial; Plan de Asistencia Patronal, que abarca atención médica y hospitalaria, odontológica y demás servicios de salud; Reembolso de Remedios; Ayuda de gafas y lentes; Asistencia a personas con discapacidad; Complementación de la ayuda a enfermedad; Ayuda Funeral; Peculio por muerte o invalidez proveniente de accidente de trabajo; Vale refección/Alimentación; Vale Transporte; Seguro de vida en grupo; Previsión Privada, a través de la Fundación Chesf de Asistencia y Seguridad Social - Fachesf.

Capacitación y Desarrollo

En conformidad con las tendencias educacionales y basada en la gestión de personas para la sustentabilidad de su negocio, Educación Corporativa, la Compañía continuó en 2011 reestructurando los procesos educacionales, por medio de la Universidad Corporativa del Sistema Eletrobras (Unise), observando las estrategias empresariales.

El Plan de Educación Corporativa es el plan formal de Chesf que tiene como objetivo ofrecer oportunidades educacionales programadas que contribuyan para el desarrollo de las competencias profesionales, alineadas a las directrices empresariales. Las acciones educacionales pasaron a ser modeladas con enfoque en el desarrollo de las competencias de sus profesionales, observando la configuración de los macroprocesos definidos en el Plan de Carrera y Remuneración (PCR).

Con ello, se creó la oportunidad de efectiva interconexión entre el Plan de Educación Corporativa – PEC, el Sistema de Gestión de Desempeño – SGD y el Plan de Carrera y Remuneración – PCR. De esta forma, se posibilitó también una mejor visualización de las acciones educacionales, integradas con los demás procesos empresariales y de gestión de personas.

La inversión en el desarrollo profesional de los empleados es permanente. En 2011, el número promedio de horas de entrenamiento por empleado fue de 85,6, correspondiendo a 4,46% de las horas de trabajo.

La inversión total realizada en acciones educacionales pasó de R\$ 7.695,0 mil en 2010, para R\$ 9.075,0 mil en 2011, correspondiendo a un aumento de 17,93%; mientras que la inversión promedio por empleado pasó de R\$ 1.399,00 para R\$ 1.629,70, representando una elevación de 16,49%.

Salud y Seguridad del Trabajo

Durante el año 2011, muchas acciones vinculadas a seguridad y a salud en el trabajo se continuaron e implementaron en Chesf. Entre las diversas acciones iniciadas en el área de salud y calidad de vida se destaca la implantación de los Centros de Promoción de la Salud – CPS en Salvador y en Sobradinho, ofreciendo, en forma innovadora e integrada otras acciones de prevención, tales como Monitoreo Biopsicosocial (MBPS) y el Examen Médico Periódico, además de las actividades de: musculación, gimnasia, gimnasia laboral, fisioterapia, nutrición, masaje y prácticas deportivas.

En 2011, Chesf participó en diversas etapas y modalidades en los Juegos Sesi, incluyendo la etapa mundial, presentando un excelente desempeño en ajedrez, en Israel, y en natación, en Austria. En Recife, los empleados participaron en más de cinco circuitos de corridas de la ciudad.

Se lanzó al final del año el Programa Disque Viver Bem, que por medio de un equipo formado por psicólogos, psiquiatras, asistentes sociales y abogados de una empresa contratada, se prestan atenciones por teléfono a los empleados y a sus familiares, para ayudarlos a solucionar problemas personales y/o profesionales, a reducir los riesgos de salud, y a mejorar la calidad de vida y el desempeño en el trabajo, potencializando el bienestar personal y empresarial.

El Programa de Tratamiento al Tabaquismo en la Sede obtuvo éxito y se expandió para las localidades de Fortaleza, Salvador, Aracaju, Paulo Afonso y Sobradinho.

Se crió también un Grupo de Trabajo para la elaboración de la Política de Prevención al Uso de Alcohol y Otras Drogas, con el objetivo de proponer políticas sobre ese tema en la Compañía.

A lo largo de todo el año 2011, se reforzaron las acciones definidas por el Proyecto Gestión de Alejamiento por Enfermedad, proporcionando, por primera vez, resultados abajo del límite tolerable establecido de 1,50 en el indicador de alejamiento por enfermedad de Chesf, finalizando con el valor de 1,44. También con relación a la realización del Examen Periódico, Chesf alcanzó el inédito porcentual de 99,08% de realización, sobrepasando la meta de 98% de empleados con Certificados de Salud Operacional válido a lo largo del año.

Los premios recibidos por el área de salud de Chesf, con trabajos desarrollados en la gestión de salud ocupacional, demuestran que la Compañía está sintonizada con la vanguardia del conocimiento en esta área.

En el área de seguridad del trabajo se realizó una vez más, en forma corporativa, la Campaña Fique Alerta para a Segurança Dez. Como destaque del evento de lanzamiento del Ciclo 2011/2012 de la Campaña, se presentaron los resultados de la Encuesta de Percepción de Cultura de Seguridad y Salud en el Trabajo, respondida por empleados de Chesf.

Se implantó en diciembre, en carácter experimental, el Sistema de Gestión de Seguridad del Trabajo y Salud Ocupacional, con base en la norma *Occupational Health and Safety Assessment Series-OHSAS18.001: 2007*, en la Planta Hidroeléctrica Xingó. Para ello, se contó con el comprometimiento de los profesionales del Directorio Administrativo y del Directorio de Operación, con sede en Xingó y Paulo Afonso, y de las áreas normativas de mantenimiento, operación, seguridad del trabajo, salud y servicios generales. Para el ejercicio de 2012, está prevista la certificación de ese sistema en la Planta Xingó.

En 2011, hubo una expresa reducción de las tasas de frecuencia (TFAT) y de gravedad (TGAT) acumuladas de accidentes típicos con alejamiento. En algunos meses del año 2011, el número de accidentes típicos con alejamiento, en toda la Compañía, fue de cero. Los valores de las tasas de TFAT = 2,28 y TGAT = 59 son los menores registrados en los últimos diez años, como resultado del comprometimiento de toda la Compañía con la prevención.

Respeto a la Diversidad y Equidad de Género

La Compañía actúa cotidianamente para la creación y mantenimiento de un ambiente libre de discriminación de personas por color/raza, etnia, sexo, edad, origen regional, condición económica, social, condición física o mental, orientación política, religiosa o sexual o por cualquier otra condición. Desde 2005 se implementan acciones para promover el respeto a la diversidad y para la equidad de género y raza/color, con impacto tanto en las áreas de gestión de personas como en aspectos de la cultura organizacional. Chesf comprende que la consideración de ese asunto debe pasar a lo largo de toda la Compañía, para que la necesidad de valorar la diversidad sea considerada en todos los procesos organizacionales que impactan personas. En la Planificación Empresarial se incluyeron medidas para acompañar la evolución de estos asuntos.

En el ejercicio, la Compañía incorporó requisitos de género al proceso de asignación de empleados aprobados en Concurso Público. La perspectiva de género y raza/color fue incluida en las políticas de patrocinio y en las directrices y política para la aprobación de proyectos sociales dirigidos a la comunidad.

Para mejor sensibilizar el comprometimiento de los empleados en la búsqueda por la equidad, Chesf continuó realizando conferencias, talleres, produjo y distribuyó videos sobre temas de género y raza.

La Compañía garantiza a los empleados total libertad religiosa y respeto por su orientación política y sexual. Desde 2006, los empleados que viven con un compañero o compañera del mismo sexo tienen el derecho de incluirlo como dependiente en el plan de salud de la Compañía. Los demás beneficios también están disponibles para empleados con orientación homoafectiva, sin discriminación.

Durante el año 2011 se contrataron 104 personas discapacitadas para el cuadro propio de Chesf y se ampliaron las acciones de accesibilidad en la Sede y en las Regionales. La adaptación del espacio físico ha avanzado en varios predios de la Compañía, por medio de la remoción de barreras físicas y ambientales. La Compañía instituyó el Comité de Accesibilidad e Inclusión e implementó el Proyecto de Accesibilidad: Estrategia para Inclusión (Proaccessi), ambos dirigidos a la inclusión de personas discapacitadas, e invirtió fuertemente en la sensibilización y desarrollo de los empleados para la convivencia respetuosa con las diferencias y singularidades. Con ese objetivo, utilizó diversos medios, tales como: folletos, talleres, obras de teatro y artículos vehiculados en los informativos de la Compañía. Publicaciones de la Compañía, como el Resultado de la Encuesta del Clima Organizacional, el Folleto del Sistema de Gestión del Desempeño – SGD y el Calendario 2011 ya se imprimieron en el sistema Braille. Las acciones realizadas tuvieron como objetivo asegurar el ejercicio profesional, el acceso a la información, la comunicación y la movilidad de las personas discapacitadas, con independencia y autonomía.

PROVEEDORES

La Compañía promueve, periódicamente, la actualización de sus proveedores sobre los procedimientos utilizados para la contratación y gestión de los contratos. Actúa también en el sentido de fortalecer la asociación y mejorar la calidad de los servicios y productos. Para ello, en 2011 se realizaron los cuatro "Encuentros de Chesf con sus Proveedores" encuentros, en Recife, Paulo Afonso, Teresina, y Salvador. Los requisitos de sustentabilidad, responsabilidad socioambiental, ética y cuestiones de diversidad, género y raza son enfatizados en conferencias específicas que se incluyen en la programación de los eventos.

En los procesos de selección y contratación de sus proveedores, las áreas de suministro de Chesf han incluido criterios sociales y ambientales específicos, que buscar cumplir los preceptos de sustentabilidad y conformidad legal, exigiendo que los proveedores adopten estándares éticos y de responsabilidad socioambiental compatibles con los que practica, por intermedio de directrices que establezcan principios y normas de conducta empresarial esperados en sus relaciones y compartiendo compromisos asumidos. Para ello, la contratación del suministro de bienes y servicios exige, entre otros requisitos, especialmente el cumplimiento de la no utilización del trabajo infantil y el no sometimiento de los profesionales contratados a trabajos en condiciones degradantes.

El Sistema de Suministro incorporó en su Planificación Empresarial, acciones correspondientes a la adopción de buenas prácticas de Sustentabilidad en la Cadena de Suministro, con el objetivo, inclusive, de promover las evaluaciones relativas al Sistema de Gestión de Desempeño. Para el primer ciclo, trató de la Sustentabilidad en las contrataciones de bienes y servicios y, como producto, se generó un Informe Técnico sobre Buenas Prácticas corrientes de Sustentabilidad en las contrataciones para los Sistemas de Transmisión y Generación de Chesf.

RELACIÓN CON LA COMUNIDAD

La inversión de Chesf en el área social es constante desde su creación y está presente en su Misión. La mayoría de los programas y proyectos que son apoyados por la Compañía se localiza en el entorno de sus proyectos y beneficia a miles de personas de comunidades necesitadas.

Chesf entiende como inversión social la transferencia voluntaria de recursos en forma planificada, sistemática y monitoreada, para proyectos sociales de interés público, o sea, es la contribución dirigida para atender las necesidades y prioridades de la comunidad, con enfoque en la transformación de la realidad social.

Los proyectos para las comunidades dentro del Programa de Responsabilidad Social son clasificados como: Autofinanciables, cuya independencia financiera podrá ser alcanzada después de un período razonable de asistencia técnica, financiera y/o material, para garantizar su continuidad; Estructuradores, cuyo objeto es el espíritu empresarial, el empleo, la educación complementaria y la ciudadanía, la habilitación de grupos vulnerables y la promoción y protección de los derechos humanos y la transformación de la cultura de la comunidad relacionada con la eliminación de la violencia y de prejuicios; Asistenciales, destinados a la protección y al amparo de los niños, adolescentes y ancianos necesitados, de la familia y de la mujer; y de Infraestructura, destinados a la mejora o construcción de instalaciones físicas de equipos sociales o a la adquisición de equipos volcados al bienestar y mejora de la calidad de vida de la comunidad involucrada. Los proyectos buscan producir, como principal retorno, la integración de la Compañía y de sus empleados a las comunidades cercanas a sus instalaciones, a la mejora de la calidad de vida de las comunidades localizadas en el entorno de sus proyectos, a la inclusión a la ciudadanía y a la participación de Chesf en el desarrollo económico y social del Nordeste.

En el año 2011, Chesf continuó tres grandes proyectos considerados autofinanciables, volcados a la atención de poblaciones necesitadas de las microrregiones en que ha implantado su generación hidroeléctrica, en los ríos São Francisco y Parnaíba, según se detalla a continuación.

Programa Lagos do São Francisco – realizado en asociación con el Instituto de Desarrollo Científico y Tecnológico de Xingó, con acciones desarrolladas en 34 municipios de los Estados de Alagoas, Bahía, Pernambuco y Sergipe, comprendiendo 78 proyectos, tiene como objeto el apoyo al desarrollo de las acciones de explotación sustentable del camarón de agua dulce pitu, fomento a la pesca y a la pisicultura, aprovechamiento de aguas fluviales y subterráneas, biodiversidad de la “caatinga” (mata blanca) y cultura popular del bajo São Francisco, implantación de unidades familiares de producción agrosilvopastoril, turismo como estrategia de trabajo y renta, fomento a la autonomía de la producción apícola, a la creación de cabras, formación de calificación profesional básica, fomento e incubación de proyectos económicos solidarios y base de servicio y asistencia a grupos productivos. En 2011 se invirtieron R\$ 1.605,7 mil.

Programa Sobradinho – desarrollado en asociación con Embrapa Semi-Árido, tiene como objetivo promover el desarrollo sustentable de comunidades rurales situadas en el entorno de la Represa de Sobradinho, en el río São Francisco, en el Estado de Bahía. El proyecto proporciona la implantación y conducción de Campos de Aprendizaje Tecnológico (CAT) con alternativas tecnológicas para los principales sistemas de producción de las actividades generadoras de renta existentes en las comunidades. La propuesta, realizada en forma participativa, prevé sistemas de producción agroecológicos y promueve eventos de difusión y de transferencia de tecnologías para técnicos, productores familiares y pescadores, relativos a los conceptos de educación ambiental, técnicas de producción y manejo vegetal y animal y alternativas para la convivencia en su ambiente, promoviendo la capacitación de agricultores familiares y pescadores, por medio de entrenamientos sobre las actividades desarrolladas en los CATs y la capacitación de técnicos, agentes de desarrollo rural y líderes comunitarios. Entre las acciones realizadas en 2011, podemos destacar el evento SemiáridoShow, realizado en Petrolina (PE) promovido por Embrapa Semiárido, IRPAA, Ministerio de Agricultura del Gobierno federal, que atrajo a más de 25 mil agricultores y familiares, en que se ofrecieron cursos y conferencias, los cuales favorecen oportunidades de aprendizaje de nuevas tecnologías agrícolas para la producción de alimentos y la vivencia de las prácticas de cultivo de productos oriundos de la agricultura familiar, con bajo costo y alta productividad e intercambio de experiencias con diversos investigadores de Embrapa. Ocurrió también la primera Expo 7 Show en Sento Sé (BA) en que fueron ofrecidos stands, presentaciones culturales, cursos ministrados por investigadores de Embrapa Semiárido y EBDA sobre temas agrícolas y un día de campo sobre el manejo de la cultura del melón, cursos sobre aprovechamiento Agroindustrial de Umbuzeiro y conferencia sobre el Uso de los Equipos de Protección individual en el Campo. En 2011, se invirtieron R\$ 1.800,0 mil.

Programa Boa Esperança – desarrollado en asociación con Embrapa Meio-Norte, tiene como objetivo promover el desarrollo sustentable de comunidades rurales situadas en el entorno de la Represa de Boa Esperança, en el río Parnaíba, en los Estados de Maranhão y Piaú. El proyecto está implantando planes de acciones con alternativas tecnológicas para los principales sistemas de producción de las principales actividades generadoras de renta existentes en las comunidades, proponiendo, en forma participativa, sistemas de producción agroecológicos. Como en el proyecto anterior, está promoviendo eventos de difusión y transferencia de tecnologías para técnicos locales, agricultores familiares y pescadores, por medio de entrenamientos sobre las actividades desarrolladas en los CATs. Entre las acciones realizadas en 2011, se pueden destacar el evento “Día de Campo” realizado en noviembre en el Asentamiento Lagoa do Tabuleiro/Sucuruju, en São João dos Patos – MA, en que se realizaron seminarios con el objetivo de divulgar alternativas tecnológicas para el procesamiento y utilización de mandioca y la creación de gallinas “caipiras” (red neck) en la región de la Represa de Boa Esperanza, para incentivar la generación de empleo y de renta. En diciembre, se realizó otro día de campo sobre la “Producción de Cerdos en la Agricultura Familiar” en la Comunidad de Brejão, en Antônio Almeida-PI, en que se realizaron seminarios sobre alternativas tecnológicas ecológicamente correctas para la creación de cerdos en la agricultura familiar, con uso de chiqueros rústicos, terminación en cama sobrepuerta y biodigestor. Además de mejorar el desempeño de la producción de cerdos en la agricultura familiar. En 2011, se invirtieron R\$ 362,4 mil.

Además de estos proyectos estructuradores, Chesf también desarrolló 24 acciones específicas en asociación con entidades que desarrollan actividades en comunidades necesitadas, con inversiones del orden de R\$ 3 millones. Entre los proyectos podemos clasificar como Estructuradores, a la Cooperativa Educacional de Sobradinho/BA; Escola Dom Bosco de Artes e Ofícios – Recife/PE; Associação Cultural Desportiva – ACD/PE; Arraial Intercultural - Arricirco – Recife/PE; Em Cena Arte e Cidadania/PE; Instituto Dom Hélder Câmara/PE; Instituto Carls Rogers/PE; Irmandade de Santa Casa de Misericórdia/PE; Instituto Cultural Beneficente Steve Biko – Salvador/BA; Lar da Criança Vicentina – Paulo Afonso/BA; Movimento Pró-criança – MPC/PE; Proyectos Asistenciales con el Abrigo Cristo Redentor – Recife/PE; Associação Cristã Feminina do Recife – ACF/PE; Proyectos de Infraestructura, como los realizados en asociación con los Municipios de Hidrolândia, Caucaia, Sobral e Ipueiras/CE para implantación de Telecentros Comunitarios.

Chesf, a través del Fondo para la Infancia y Adolescencia - FIA, transfirió R\$ 2.329,1 mil para la realización de diversos proyectos inscritos en los Consejos Municipal de derecho del niño y del adolescente de Alagoinhas/BA; Fondo Municipal del derecho del niño y del adolescente de Ibimirim/PE y Fondo Estadual del derecho del niño y del adolescente de Pernambuco.

Con el objetivo de involucrar a los empleados en las acciones para las comunidades, dentro del Programa de Responsabilidad social, Chesf realizó eventos en la sede de la compañía como la Campaña de Recaudación de Donativos para las víctimas de las inundaciones de la Zona da Mata del Estado de Pernambuco, que obtuvo como resultado la recaudación de 600 kg de alimentos, 100 kg de material de limpieza e higiene. Al final del año 2011, se lanzó una campaña de recaudación de juguetes, dirigida a los niños participantes en el proyecto “Era una vez”, realizado por medio del convenio entre Chesf y el Instituto Carl Rogers, que benefició a 107 niños y realizó la 2^a Semana de Responsabilidad Social de Chesf, en que se presentaron a los empleados espectáculos producidos por entidades que, en asociación con la Compañía, promueven la educación infantojuvenil en la Región Metropolitana de Recife (PE). Durante el evento, los *chesfianos* también tuvieron oportunidad de conocer los productos y trabajos desarrollados por los niños, jóvenes y padres atendidos por las entidades apoyadas por Chesf en los stands montados para la comercialización de los objetos artesanales.

En Paulo Afonso/BA, la Compañía pone a disposición un vehículo para respaldar el funcionamiento de la Estación de Policía Especial de Atención a la Mujer. La empleada que representa a Chesf en el Consejo Municipal de los Derechos de la Mujer fue elegida como Presidente. La Compañía tiene asientos en los Consejos: Municipal del Medio Ambiente, Municipal de Turismo, Regional de Turismo de la Zona de los Lagos y Canions del San Francisco y en la Comisión de Gestión de Crisis Regional.

Chesf coordina proyectos para el desarrollo regional alineados a programas sociales del Gobierno Federal. En 2011, el Programa Luz para Todos realizó 80.022 conexiones que beneficiaron a 400.110 personas en el Nordeste Geoeléctrico.

La Compañía promovió la realización de la Semana de Salud y Ciudadanía para comunidades necesitadas, en la Sede y en las Regionales. Más de dos centenas de mujeres participaron en las actividades educativas y de salud, teniendo la oportunidad de realizar mamografías y exámenes preventivos.

La Compañía mantiene en Paulo Afonso el Hospital Nair Alves de Souza, en convenio con el SUS (Sistema Único de Salud), que atiende a la población de 22 ciudades de cuatro estados del Nordeste (Alagoas, Bahia, Pernambuco y Sergipe). En el ejercicio de 2011, fueron atendidas 91.418 personas.

Las Cipas realizaron 02 campañas internas para la donación de sangre y de médula ósea, en asociación con hemocentros estatales. La Semana Interna de Prevención a Accidentes – Sipat/2011 ofreció 04 seminarios sobre el tema “Sea accesible para la Vida” y fue realizada en la Sede de Chesf, con repercusión para las regionales por cuenta del lanzamiento del Programa Viver Bem. También se realizaron dos eventos “Feira de Qualidade de Vida” y otras acciones como: Apoyo para la implantación del proyecto Plan de Abandono de Área; Campañas de prevención a DST/SIDA; Campañas institucionales de prevención de accidentes, consumo de drogas y bebidas alcohólicas; Campaña de Solidaridad Navidad 2011 con recaudación de 45 kg de alimentos no perecibles y material de limpieza, para donación a la ONG Grupo de Trabalhos en Prevenção Positivo – GTP+; Concurso Cultural de Fotografías sobre accesibilidad con Seguridad. Además de las siguientes acciones externas sobre accesibilidad realizadas en asociación con el Comité de Accesibilidad de Chesf - Proaccessi/Chesf, solicitadas a CTTU (oficio Cipa nº 002/2011):

- Plataforma en el paso de peatones de la calle Delmiro Gouveia, que da acceso al Anexo V;
- Señal sonora;
- Guarda de tráfico en los momentos de pico (de las 12h a las 12h30 y 17h30 a las 19h);
- Ampliación para otro paso más en la Calle 15 de Marzo, que da acceso a Av. Abdias de Carvalho (Sede de la Compañía).

RESPONSABILIDAD AMBIENTAL

Chesf ha adoptado significativas medidas para el cumplimiento de los requisitos exigidos para mantener la calidad, la integridad, la preservación y conservación de los ecosistemas en las áreas de su alcance. En el dominio de su Política Ambiental y en conformidad con su Misión, la Compañía se ha pautado por Principios que demuestran su preocupación con los asuntos socioambientales. En ese aspecto, se destacan el principio del Uso Sustentable de Recursos energéticos que tiene como supuesto explotar las potencialidades de recursos energéticos locales y regionales cumpliendo los principios de desarrollo sustentable y el Principio de Gestión Ambiental integrado a los demás Sistemas de Gestión Empresarial de la Compañía. De esta forma, con el objetivo de cumplir las acciones planificadas para el ejercicio de 2011, Chesf destinó recursos financieros del orden de R\$ 23,0 millones a programas cuyo objetivo es la ecosustentabilidad. En estos programas están incluidos, además de las acciones para la preservación y conservación del ambiente, el mantenimiento y el rescate cultural de comunidades y de sus actividades tradicionales.

Con el objetivo de actualizar y capacitar a sus profesionales en los asuntos inherentes al medio ambiente, la Compañía ha promovido cursos y seminarios internos y externos y ha apoyado la participación en Seminarios, Congresos, y Encuentros técnicos y científicos. Entre los eventos internos promovidos por su Departamento de Medio Ambiente – DMA, se destacan los seminarios sobre energía nuclear y tecnología y aplicación de energía renovable. Externamente, la Compañía se hizo presente en varios encuentros, contribuyendo con seminarios sobre tembas ambientales ministrados por profesionales de su cuadro.

Se realizaron 23 cursos comprendiendo 76 participaciones. Se destaca el curso sobre “Gestión Ambiental” realizado en las instalaciones de la Compañía, con 25 participantes de la sede, de las regionales, además de invitados de órganos ambientales externos, tales como Ibama, CPRH y la Secretaría de Medio Ambiente de la Municipalidad de Recife. Entre los programas referentes al Sistema de Gestión Empresarial, se iniciaron en 2011: el seguimiento mensual de la generación del monitoreo de los residuos sólidos en la Compañía; actividades para aumentar el alcance y el contenido del inventario anual de gases de efecto invernadero; la acción “Fale Conosco Ambiental”, siendo autorizada la implantación de un *banner* en la página principal de la Compañía; y se intensificaron las acciones volcadas para la verificación mensual del desempeño ambiental por medio del proyecto de Indicadores de Gestión de Sustentabilidad – IGS.

En el área de generación, se solicitaron en 2011 las renovaciones de las Licencias Ambientales de las Plantas Hidroeléctricas de Rio São Francisco (Xingó, Complexo Paulo Afonso, Itaparica y Sobradinho), de la PHE Araras-CE y de la Planta Térmica Camaçari-BA. Se procedió, además del seguimiento necesario al apoyo técnico necesario a los procesos de licenciamiento de las Plantas Hidroeléctricas en Rio Parnaíba (AHE de Ribeiro Gonçalves, Planta de Cachoeira; Planta Estreito, Planta Castelhano) y de AHE Riacho Seco, en el río São Francisco.

Asumiendo otro desafío y con el objetivo de garantizar el avance de nuevas alternativas tecnológicas para la generación de energía limpia, la Compañía está invirtiendo en la implantación de Centrales Generadoras Eólicas (CGE), con destaque para la CGE Casa Nova I, con 120 aerogeneradores de 1,5 MW, en fase de implantación; la CGE Casa Nova II, con 14 aerogeneradores de 2 MW, y la CGE Casa Nova III, con 12 aerogeneradores de 2 MW, estas últimas en fase de estudio. Esas centrales aerogeneradoras fueron programadas para el municipio de Casa Nova, Estado de Bahia, y juntas tendrán capacidad para producir 232 MW.

Entre los programas socioambientales desarrollados por la Compañía en 2011, se destacan: a) el *Programa de Rescate Cultural de los Pescadores(as) del Bajo São Francisco*, que atendió a 22 municipios bordeando el río de la región; b) el Programa *Monitoreo y Conservación de la Fauna y Flora* cuyo objetivo es la conservación de las especies y c) el Programa *Levantamiento Socio Patrimonial de las PHs Pedra y Funil*. Para continuar con el programa ambiental de recomposición de la flora nativa del Bioma Caatinga, en 2011 se concluyó la ampliación de las instalaciones del Vivero Forestal de Xingó, localizado en el municipio de Piranhas-AL. El Vivero produce anualmente un promedio de 150,0 mil mudas.

Con relación a la fauna acuática, se han efectuado dos programas considerados importantes para mitigar los impactos ambientales sobre ictiofauna: el *Programa de Rescate de Peces Durante la Parada de las Máquinas*, cuya acción se destinó a las Plantas Boa Esperança y Xingó, y el *Programa de Reposición de Peces del Río São Francisco* que tiene como objetivo reponer la ictiofauna. En 2011, por medio de este Programa, fueron producidos por la Compañía y colocados en el ambiente 761.908 alevinos (fingerling) de varias especies nativas, destacándose la reposición con 171.235 alevinos de curimatã (*Prochilodus spp.*) y 7.362 de surubim (*Pseudoplatystoma corruscans*).

Entre las acciones en el área de transmisión se destacan el desarrollo del proyecto de investigación en geoprocесamiento: el Uso de Imágenes Digitales de Media Resolución en la Determinación de la Susceptibilidad a la Erosión en Redes de Transmisión de Energía Eléctrica y el Primer Seminario sobre Licenciamiento Ambiental-Sisla con el objetivo de integrar las áreas internas y esclarecer la complejidad del proceso de licenciamiento de proyectos de transmisión. Participaron en el seminario 32 especialistas de 12 áreas de la Compañía. En 2011, Chesf participó en todas las subastas de transmisión de Aneel y asumió la misión de licenciar los 29 proyectos rematados. Los trazados de las LTs fueron estudiados y optimizados por un equipo multidisciplinario de Chesf, considerando factores socioambientales. La Compañía obtuvo 41 licencias ambientales, incluyendo renovaciones y nuevas licencias, invirtió R\$ 632.006,00 en tasas de licenciamiento y efectuó el pago de R\$ 2.872.873,00 referentes a contratos ambientales. Participó en los procedimientos de licenciamiento ambiental de Linhão Madeira (LT Porto Velho – Araraquara). Linhão, que filtrará la energía producida por las hidroeléctricas de Jirau y Santo Antônio, es considerado el mayor proyecto de transmisión en construcción en el hemisferio sur. En reconocimiento al trabajo realizado por el equipo, Ibama emitió la LI en julio de 2011. Para cumplir medidas compensatorias debido a la implantación de líneas de transmisión y subestaciones se elaboró el proyecto de reposición forestal en la Zona Ecológica de Suape, cuya planificación prevé su ejecución para el período de 2012 a 2016.

Programas de Educomunicación y de Educación Ambiental han sido realizados en diversas comunidades y localidades. Entre ellas se observan las comunidades de las áreas de alcance de las LT 230 KV Seccionamiento de la LT Goianinha/Mussuré II – Stª Rita II y SE Stª Rita II; LT 500 KV Derivação SE Suape II, y LT 230 KV Derivação Suape II y III. Esas campañas han sido realizadas también para evitar acciones de vandalismo, quemadas de matorrales y de caña de azúcar bajo las líneas de transmisión y tienen el objetivo de disminuir la ocurrencia de desconexiones y de evitar pérdidas a la sociedad y al medio ambiente. Como ejemplo, se destacan las acciones de educomunicación para evitar vandalismo en aisladores de la LT 230 KV Tacaimbó/Campina Grande. Durante las campañas se realizaron seminarios interactivos, reuniones en Secretarías de siete municipios, involucrando a 23 escuelas, 496 profesores, 323 empleados, 1.222 personas de la comunidad y 5.889 alumnos. Dos campañas de educomunicación sobre quemada de matorrales se realizaron en tramos de la LT Presidente Dutra/Teresina/Sobral 500 KV, contemplando 2.842 personas de las comunidades, entre profesores, alumnos, agricultores, además de niños y jóvenes. Las campañas para la reducción de quemada de caña de azúcar bajo la LT, en el área de actuación de la Gerencia Regional de Operación Este en Pernambuco (GRL), fueron realizadas en asociación con Celpe, CPRH, Ibama (Prevfogo) y Sindaçúcar - PE y comprendieron ocho plantas de azúcar. En el área de actuación de la GRL de Alagoas, se estableció la asociación con Eletrobras Distribuição (CEAL), IMA, Ibama (Prevfogo), Sindaçúcar-AL y Braskem. Las acciones se realizaron en 12 plantas de azúcar.

En los proyectos de generación, las acciones del Plan de Acción Socio Ambiental – PAS, en el Complejo Paulo Afonso, fueron dirigidas a la ejecución de los proyectos planificados para su primera etapa y están relacionadas a los programas: Educación, Arte, Cultura y Medio Ambiente; Educomunicación Socioambiental, Conservación de Recursos Naturales y Recuperación de Áreas Degradadas; Educación Ambiental y fortalecimiento Institucional y Sustentabilidad.

En el ejercicio de 2011, Chesf efectuó el pago de recursos financieros al Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade como parte de los compromisos con la Compensación Ambiental. Con esa acción, alcanzó la cantidad de R\$ 26.889,9 mil y pagó 98% dos sus compromisos con los órganos Ambientales, en lo que se refiere a la compensación de los proyectos con licenciamiento ambiental federal que exigen EIA/Rima. Se destacó la PHE Xingó, debido al pago de R\$ 14,0 millones pertinentes a la compensación ambiental del proyecto, que serán utilizados en la gestión y mantenimiento de Unidades de Conservación de la Región Nordeste. En asociación con ICMBio, Chesf ha actuado en la implantación de acciones para preservar ecosistemas y la biodiversidad existentes en las diversas Unidades de Conservación administradas por el Instituto.

Programa de Reasentamiento de Itaparica

Los fondos aplicados directamente en esta acción fueron de R\$ 119,1 millones en obras, servicios, adquisiciones de equipos, asistencia al reasentado, apoyo a la producción agrícola y programas ambientales, además de procesos de adquisición de tierras para el Proyecto Jusante (Glória/BA) y la regularización de los terrenos de las áreas adquiridas.

Continúa la implantación del Proyecto Irrigado Jusante (Glória/BA) con la conclusión de las redes del sistema de acueductos por gravedad, estando en la fase de pruebas de comisionamiento y se iniciaron las obras del sistema vial y de la marcación de los lotes irrigados. También se reinició el proceso de licitación de la última fase de instalación del perímetro, correspondiente a la implantación de las redes de distribución y del sistema parcelario de irrigación de parcelas para explotación agrícola.

En el Proyecto Itacoatiaria, situado en Rodelas/BA, se concluyeron las obras de infraestructura escolar, con la construcción del centro profesionalizante, en cumplimiento del acuerdo firmado con dicha Municipalidad.

Están en marcha los procesos para la regularización fundiaria de las tierras donadas por el Estado de Pernambuco a través de la Ley nº 14.283, del 04/04/2011, con el objeto de complementar las áreas destinadas al Perímetro Icó-Mandantes, localizado en el Municipio de Petrolândia, posibilitando, de esta forma, con su regularización fundiaria, la obtención de títulos de esos lotes para las familias beneficiarias del perímetro. Continúan las acciones pertinentes a la adquisición de las tierras necesarias para la implantación del Proyecto Jusante, habiéndose pagado 10 indemnizaciones, representando cerca de 39 hectáreas, en procesos amigables de compra directa a los legítimos propietario de las tierras no devueltas que integran ese perímetro. El pago de 03 importes de compensación financiera está en curso, para la liquidación de eventuales pendencias del reasentamiento y se realizaron 23 escrituras en el área rural. Se continuó la conducción de los procesos contenciosos como resultado de este programa de reasentamiento poblacional.

Con referencia a asuntos ambientales, se realizaron los estudios ambientales complementarios para el licenciamiento del proyecto Rodelas (BA), poniendo en marcha el programa de recuperación de las áreas degradadas y el programa de mantenimiento de las áreas de reserva legal del lado pernambucano. Se realizó, además, el diagnóstico y la determinación de las áreas de preservación permanente de los proyectos irrigados de Itaparica en el lado pernambucano.

La gestión de los perímetros irrigados prosigue, por intermedio de la Compañía de Desarrollo de los Valles del São Francisco y del Parnaíba – Codevasf, mediante Término de Cooperación firmado en marzo de 2007, cuyo término está previsto para marzo de 2012. Como no fue posible la conclusión de los procesos de transferencia de las infraestructuras de uso común para Codevasf, ésta y Chesf ya iniciaron tentativas para la celebración de ajustes específicos por perímetro, en conformidad con el estado de vencimiento de cada uno, para evitar la discontinuidad en la operación de los sistemas de irrigación y el consecuente perjuicio a las familias de agricultores reasentados y a la explotación de sus tierras.

Como el principal objetivo del programa de reasentamiento es el de proveer condiciones sustentables de vida a las familias afectadas por relleno del embalse, en la región de economía primaria, las inversiones están predominantemente dirigidas a las acciones que apunten para la viabilización de los perímetros irrigados o en implantación, de modo que esa población pueda disponer de fuentes de trabajo y renta en la región en que siempre vivieron.

CULTURA

Espectáculos de teatro, danza y música, cine, fiestas populares, ferias agropecuarias y deportes. En 2011, Chesf estuvo entre las empresas que más incentivaron la cultura del pueblo nordestino. De los 211 eventos patrocinados, cerca de 90% fueron realizados en la Región en que se localizan las principales instalaciones de la Compañía. Orquesta Criança Cidadã Meninos do Coque, en Recife; Muestra Internacional de Música en Olinda (Mimo), en Pernambuco; 7º Fest Aruanda de Audiovisual Brasilero, en Paraíba; el 35º Encontro Nacional de Folguedos do Piauí; y el espectáculo escénico O Olho de Deus, en Bahia, son algunas de las acciones de expresiva repercusión cultural en los Estados. La presencia de Chesf como patrocinadora incentiva la producción cultural y también tiene una relevancia en la generación de empleo y renta, además de aliar la imagen de la Compañía a los valores nordestinos.

PREMIOS Y RECONOCIMIENTOS

EN 2011, Chesf recibió los siguientes premios y reconocimientos:

- Sello de Promoción de la Diversidad Étnico Racial – Categoría Compromiso, otorgado por la Secretaría Municipal de Reparación de la Municipalidad de Salvador.
- Premio Aberje Brasil 2011, categoría Medio Audiovisual Interno, con el proyecto "Pense nisso! Faça parte dessa mudança!", acción del Programa Proequidad de Género.
- Certificado de *Icold -International Commission of Large Dams* por el pionerismo y liderazgo en *Concrete Face Rock fill Dam – CFRD* (Represa de Escollera con Superficie de Concreto - BEFC) para la Represa de Xingó, recibido durante el XXVIII SNGB – Simposio Brasilero de Grandes Represas, realizado en Rio de Janeiro, del 25 al 28 de octubre de 2011.
- Premio Ser Humano Paulo Freire 2011, promovido por la Associação Brasileira de Recursos Humanos (ABRH/PE), en el cual Chesf obtuvo el 1^{er} lugar en la Categoría Gestión de Personas, en las siguientes modalidades:
 - Empresarial – Intervenciones Psicosociales para la Gestión del Alejamiento por Enfermedad en Chesf;
 - Profesional – Proceso de Evaluación de Desempeño y Asedio Moral en el Trabajo: diálogos perversos.
- Premio Nacional de la Revista Protección como el mejor *case* de gestión de CIPA. Ese mismo trabajo fue premiado con el 3^{er} lugar del Premio Chesf de Innovación y Mejora, en la categoría gestión.
- 1^{er} lugar en la modalidad de natación en los juegos Sesi – Etapa Mundial, en Viena

INFORMACIONES DE NATURALEZA SOCIAL Y AMBIENTAL

Los principales indicadores que representan la responsabilidad corporativa y socio ambiental de Chesf, con base en el estado de situación patrimonial consolidado, se presentan a continuación:

INFORMACIONES DE NATURALEZA SOCIAL Y AMBIENTAL

	CONSOLIDADO			(Valores expresados en miles de reales)		
	En 2011:	4.173.212	Em 2010:	4.453.672		
1 - Generación y Distribución de Riqueza						
Distribución del Valor Agregado	36,2% gobierno	18,5% empleados	33,8% gobierno	13,4% empleados		
El Estado del Valor Agregado - DVA se presenta completo en el conjunto de los Estados Contables.	37,3% accionistas	8,0% finanziador es	48,9% accionistas	3,9% finanziador es		
2 - RECURSOS HUMANOS	En 2011:			En 2010:		
2.1 - Remuneración						
Nómina de pago bruta (FPB)	621.582			412.612		
- Empleados	615.620			407.804		
- Administradores	5.962			4.808		
Relación entre la mayor y la menor remuneración:						
- Empleados	33,8			29,7		
- Administradores	1,0			1,0		
2.2 - Beneficios Concedidos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre IN	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre IN
Cargas Sociales	181.814	29,3%	3,3%	175.170	42,5%	3,2%
Alimentación	48.979	7,9%	0,9%	41.932	10,2%	0,8%
Transporte	808	0,1%	0,0%	594	0,1%	0,0%
Previsión privada	59.966	9,6%	1,1%	51.911	12,6%	1,0%
Salud	61.488	9,9%	1,1%	52.676	12,8%	1,0%
Seguridad y medicina del trabajo	3.156	0,5%	0,1%	2.773	0,7%	0,1%
Educación y Sala Cuna	10.276	1,7%	0,2%	9.357	2,3%	0,2%
Cultura	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Capacitación y desarrollo profesional	9.101	1,5%	0,2%	7.713	1,9%	0,1%
Participación en los beneficios o resultados	102.637	16,5%	1,8%	91.383	22,1%	1,7%
Total	478.225	76,9%	8,6%	433.509	105,1%	8,0%
2.3 - Composición del Cuerpo Funcional						
Nº de empleados al final del ejercicio	5.770			5.681		
Nº de admisiones	431			151		
Nº de dimisiones	387			140		
Nº de pasantes al final del ejercicio	0			173		
Nº de empleados portadores de necesidades especiales al final del ejercicio	190			76		
Nº de prestadores de servicios tercerizados al final del ejercicio	12			7		
Nº de empleados por sexo:						
- Masculino	4.560			4.514		
- Femenino	1.210			1.167		
Nº de empleados por edad:						
- Menores de 18 años	-			-		
- De 18 a 35 años	1.166			966		
- De 36 a 60 años	4.057			4.189		
- Mas de 60 años	546			526		
Nº de empleados por nivel de escolaridad:						
- Analfabetos	-			-		
- Con enseñanza básica	840			968		
- Con enseñanza media	1.020			1.003		
- Con enseñanza técnica	1.603			1.585		
- Con enseñanza superior	2.082			1.933		
- Postgraduados	219			186		
Porcentual de ocupantes de cargos de jefatura, por sexo:						
- Masculino	82,5%			82,9%		
- Femenino	17,5%			17,1%		
2.4 - Contingencias y Pasivos Laborales:						
Nº de procesos laborales presentados contra la entidad	925			1.141		
Nº de procesos laborales juzgados procedentes	446			284		
Nº de procesos laborales juzgados improcedentes	76			180		
Valor total de indemnizaciones y multas pagadas por determinación de la justicia	-			1.039		
3 - Interacción de la Entidad con el Ambiente Externo	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre IN	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre IN
3.1 - Relación con la comunidad						
Total de las inversiones en:						
Educación	5.204	0,3%	0,1%	3.780	0,1%	0,1%
Cultura	17.558	1,0%	0,3%	12.488	0,5%	0,2%
Salud e infraestructura	25.026	1,4%	0,4%	19.172	0,7%	0,4%
Deporte y pasatiempo	1.512	0,1%	0,0%	2.032	0,1%	0,0%
Alimentación	133	0,0%	0,0%	43	0,0%	0,0%
Generación de trabajo y renta	4.960	0,3%	0,1%	5.989	0,2%	0,1%
Reasentamiento de familias	119.107	6,6%	2,1%	142.307	5,5%	2,6%
Total de las inversiones	173.500	9,6%	3,1%	185.811	7,1%	3,4%
Tributos (excluidas las cargas sociales)	754.327	41,7%	13,5%	797.279	30,6%	14,7%
Compensación financiera por la utilización de recursos hídricos	224.374	12,4%	4,0%	192.768	7,4%	3,5%
Total - Relación con la comunidad	1.152.201	63,6%	20,6%	1.175.858	45,1%	21,6%
3.2 - Interacción con los Proveedores	Son exigidos controles sobre:					
Criterios de responsabilidad social utilizados para la selección de sus proveedores	Riesgos ambientales, condiciones ambientales de trabajo, control médico de salud ambiental, práctica de trabajo nocturno o insalubre de menores de 18 años.					

4 - Interacción con el Medio Ambiente	En 2011			En 2010		
	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre IN	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre IN
Inversiones y gastos con el mantenimiento en los procesos operacionales para la mejora del medio ambiente	5.436	0,3%	0,1%	7.340	0,3%	0,1%
Inversiones y gastos con la preservación y/o recuperación de ambientes degradados	1.546	0,1%	0,0%	1.314	0,1%	0,0%
Inversiones y gastos con la educación ambiental para empleados, tercerizados, autónomos y administradores de la entidad	587	0,0%	0,0%	43	0,0%	0,0%
Inversiones y gastos con educación ambiental para la comunidad	362	0,0%	0,0%	1.007	0,0%	0,0%
Inversiones y gastos con otros proyectos ambientales	16.183	0,9%	0,3%	9.451	0,4%	0,2%
Cantidad de procesos ambientales, administrativos y judiciales presentados contra la entidad	-	0,0%	0,0%	2	0,0%	0,0%
Valor de las multas y de las indemnizaciones relativas a la materia ambiental, determinadas administrativa y/o judicialmente	153	0,0%	0,0%	17	0,0%	0,0%
Pasivos y contingencias ambientales	1.240,00	0,1%	0,0%	1.240	0,0%	0,0%
Total de la Interacción con el medio ambiente	25.507	1,4%	0,5%	20.412	0,8%	0,4%
5 - Otras informaciones	2011		2010			
Ingreso Neto (IN)	5.582.392		5.433.058			
Resultado Operativo (RO)	1.811.028		2.609.059			

Recife, 07 de marzo de 2012

El Directorio

ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010
 (valores expresados en miles de reales)

	Notas	Controlante (BRGAAP)	Consolidado (IFRS y BRGAAP)		
		31/12/2011	31/12/2010 (Reclasificado)	31/12/2011	
ACTIVO					
ACTIVO CORRIENTE					
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	268.638	299.397	564.024	
Títulos y valores mobiliarios	7	917.439	965.124	917.439	
Clientes	8	745.277	856.975	752.450	
Tributos y contrib. a recuperar	9	12.898	26.175	21.964	
Prendas y depósitos vinculados	11	11.003	12.003	36.297	
Existencias	10	85.098	91.563	85.098	
Activo financiero – concesiones de servicio público	12	258.455	189.187	332.222	
Otros	13	189.734	165.336	204.381	
		2.488.542	2.605.760	2.913.875	
				2.930.085	
ACTIVO NO CORRIENTE					
Realizable a largo Plazo					
Títulos y valores mobiliarios	7	5.173	5.585	5.173	
Tributos y contribuciones sociales	9	566.303	484.958	660.150	
Prendas y depósitos vinculados	11	295.785	254.559	302.423	
Activo financiero – concesiones de servicio público	12	5.813.526	5.486.905	6.768.014	
Otros	13	40.697	21.516	53.888	
		6.721.484	6.253.523	7.789.648	
				6.924.851	
Inversiones	14	1.408.698	788.446	79.516	
Bienes de uso	15	11.173.867	11.008.860	13.263.521	
Intangible	16	29.566	32.100	72.124	
		19.333.615	18.082.929	21.204.809	
TOTAL DEL ACTIVO		21.822.157	20.688.689	24.118.684	
		=====	=====	=====	

Las notas explicativas forman parte integral de estos estados contables.

ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010
 (valores expresados en miles de reales)

	Notas	Controlante (BRGAAP)		Consolidado (IFRS y BRGAAP)		
		31/12/2011	31/12/2010 (Reclasificado)	31/12/2011	31/12/2010 (Reclasificado)	
PASIVO Y PATRIMONIO NETO						
PASIVO CORRIENTE						
Proveedores	17	370.788	268.592	562.558	359.158	
Tributos y contribuciones sociales	18	220.996	301.749	231.765	310.962	
Préstamos y financiaciones	19	329.699	46.712	778.842	278.828	
Debentures	20	-	-	105.492	-	
Participación en los beneficios o resultados	35	102.451	91.241	102.451	91.372	
Remuneración a los accionistas	36	299.328	431.282	299.328	431.282	
Obligaciones estimadas		126.443	121.454	127.019	121.604	
Beneficios pos empleo	22	109.063	38.809	109.063	38.809	
Incentivo a la desvinculación de personal	23	-	53.355	-	53.355	
Cargos a pagar del consumidor		162.554	136.137	164.385	137.697	
Otros	21	77.317	38.758	83.292	48.903	
		1.798.639	1.528.089	2.564.195	1.871.970	
PASIVO NO CORRIENTE						
Tributos y contribuciones sociales	18	81.113	54.959	110.016	75.148	
Préstamos y financiaciones	19	462.149	646.514	1.915.691	1.622.699	
Beneficios pos empleo	22	272.497	323.882	272.497	323.882	
Cargos a pagar del consumidor		167.190	165.699	167.190	165.699	
Provisiones para contingencias	24	923.549	748.165	924.508	749.124	
Concesiones a pagar - Uso del Bien Público	25	-	-	41.641	17.808	
Adelanto para futuro						
aumento de capital	26	1.293.000	-	1.293.000	-	
Otros	21	5.382	5.220	11.308	11.954	
		3.204.880	1.944.439	4.735.851	2.966.314	
PATRIMONIO NETO						
Capital social	28	7.720.760	7.720.760	7.720.760	7.720.760	
Reservas de capital	28	4.916.199	4.916.199	4.916.199	4.916.199	
Reservas de beneficios	28	3.841.698	4.778.516	3.841.698	4.778.516	
Dividendos adicionales propuestos	28	897.877	168.195	897.877	168.195	
Otros resultados completos	28	(557.896)	(367.509)	(557.896)	(367.509)	
		16.818.638	17.216.161	16.818.638	17.216.161	
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO NETO		21.822.157	20.688.689	24.118.684	22.054.445	

Las notas explicativas forman parte integral de estos estados contables.

ESTADO DE RESULTADOS DE LOS EJERCICIOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010
 (valores expresados en miles de reales)

	Notas	Controlante (BRGAAP)	Consolidado (IFRS y BRGAAP)	
		31/12/2011	31/12/2010 (Reclasificado)	31/12/2011
INGRESO OPERATIVO NETO	29	5.118.487	5.150.548	5.582.392
COSTO DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	31			5.433.058
Costo con energía eléctrica				
Energía eléctrica comprada para reventa		(7.635)	(24.061)	(7.635)
Cargos por uso de la red eléctrica		(805.270)	(765.661)	(805.270)
Costo de operación				
Personal, material y servicios de terceros		(390.416)	(399.738)	(393.633)
Combustibles para la producción de energía		(4.793)	(2.296)	(4.793)
Compensación financiera por la utilización de recursos hídricos		(224.374)	(192.768)	(224.374)
Depreciación y amortización		(342.778)	(345.896)	(342.817)
Otros		13.799	18.267	13.245
		(1.761.467)	(1.712.153)	(1.765.277)
				(1.714.655)
COSTO DEL SERVICIO PRESTADO A TERCEROS	31	(2.838)	(3.394)	(6.923)
COSTO DE CONSTRUCCIÓN	31	(581.089)	(420.451)	(943.268)
BENEFICIO OPERATIVO BRUTO		2.773.093	3.014.550	2.866.924
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	31	(1.019.269)	(697.136)	(1.040.984)
RESULTADO DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		1.753.824	2.317.414	1.825.940
				2.379.634
RESULTADO DE VALUACIÓN PATRIMONIAL	14	58.813	31.253	18.604
RESULTADO FINANCIERO	32	(11.524)	259.700	(33.516)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		1.801.113	2.608.367	1.811.028
Impuesto a las ganancias y contribución social	33	(570.107)	(715.563)	(580.037)
Impuesto a las ganancias y contribución social diferidos	33	10.296	(95.929)	5.342
Incentivos fiscales	34	312.843	380.357	317.812
BENEFICIO NETO DEL EJERCICIO		1.554.145	2.177.232	1.554.145
Beneficio neto por acción (R\$)	37	30,14	42,22	30,14
Beneficio diluido por acción (R\$)	37	28,03	42,22	28,03
				42,22

Las notas explicativas forman parte integral de estos estados contables.

ESTADO DE RESULTADOS COMPLETO DE LOS EJERCICIOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010
 (valores expresados en miles de reales)

		Controlante y Consolidado (BRGAAP)	
	Notas	31/12/2011	31/12/2010
Beneficio Neto del Ejercicio		1.554.145	2.177.232
Otros componentes del resultado completo			
Participación en el resultado completo de controladas	28	3.719	(1.702)
Resultado actuarial con beneficios post empleo	28	(229.033)	(191.205)
Impuesto a las ganancias y contribución social diferidos	28	34.927	29.160
Otros componentes del resultado completo del ejercicio		(190.387)	(163.747)
Total del resultado completo del ejercicio		1.363.758	2.013.485

Las notas explicativas forman parte integral de estos estados contables.

ESTADO DE EVOLUCIÓN DEL PATRIMONIO NETO
(valores expresados en miles de reales)

	CAPITAL SUSCRITO/ REALIZADO	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE BENEFICIOS					DIVIDENDOS ADICIONALES PROPUESTOS	OTROS RESULTADOS COMPLETOS	BENEFICIOS ACUMULADOS	TOTAL
			BENEFICIOS A REALIZAR	LEGAL	ESTATUTARIAS	RETENCIÓN DE BENEFICIOS	INCENTIVOS FISCALES				
SALDO AL 31/12/2009	4.539.557	4.916.199	464.559	349.978	8.179	2.209.834	163.153	576.588	(203.762)	-	13.024.285
Aumento de capital	3.181.203	-	-	-	-	-	(163.153)	-	-	-	3.018.050
Realización de reservas de beneficios	-	-	(18.027)	-	-	-	-	-	-	18.027	-
Ajustes de valuación patrimonial – Controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.702)	-	(1.702)
Resultado atuarial con beneficios post empleo	-	-	-	-	-	-	-	-	(162.045)	-	(162.045)
Beneficio neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.177.232	2.177.232
Distribución:											
Reserva legal	-	-	-	89.844	-	-	-	-	-	(89.844)	-
Dividendos mínimos - nota 36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(431.266)	(431.266)
Dividendos adicionales propuestos - nota 36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aprobación de dividendos adicionales por la AGO	-	-	-	-	-	-	-	(408.393)	-	-	(408.393)
Reserva de retención de beneficios	-	-	-	-	-	1.293.792	-	-	-	(1.293.792)	-
Reserva de incentivos fiscales (*)	-	-	-	-	-	-	380.357	-	-	(380.357)	-
SALDO AL 31/12/2010	7.720.760	4.916.199	446.532	439.822	8.179	3.503.626	380.357	168.195	(367.509)	-	17.216.161
Aumento de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Realización de reservas de beneficios	-	-	(17.933)	-	-	-	-	-	-	17.933	-
Participación en el resultado completo de controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	3.719	-	3.719
Resultado actuarial con beneficios post empleo	-	-	-	-	-	-	-	-	(194.106)	-	(194.106)
Beneficio neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.554.145	1.554.145
Distribución:											
Reserva legal	-	-	-	62.064	-	-	-	-	-	(62.064)	-
Dividendos mínimos - nota 36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(299.294)	(299.294)
Dividendos adicionales propuestos - nota 36	-	-	-	-	-	-	-	897.877	-	(897.877)	-
Aprobación de dividendos adicionales por la AGO	-	-	-	-	-	(1.293.792)	-	(168.195)	-	-	(1.461.987)
Reserva de incentivos fiscales (*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(312.843)	-
SALDO AL 31/12/2011	7.720.760	4.916.199	428.599	501.886	8.179	2.209.834	693.200	897.877	(557.896)	-	16.818.638

(*) El componente del beneficio neto del ejercicio proveniente de incentivos fiscales fue destinado a la constitución de la reserva de beneficios denominada Reserva de incentivos fiscales, según se establece en el art. 195-A de la Ley nº 6.404/1976, incluido por la Ley nº 11.638/2007.

Las notas explicativas forman parte integral de estos estados contables.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DE LOS EJERCICIOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010
(valores expresados en miles de reales)

Notas	Controlante (BRGAAP)	Consolidado (IFRS e BRGAAP)		
	31/12/2011	31/12/2010 (Reclasificado)	31/12/2011	31/12/2010 (Reclasificado)
Actividades operacionales				
Beneficio antes del impuesto a las ganancias y de la contribución social	1.801.113	2.608.367	1.811.028	2.609.059
Gastos (Ingresos) que no afectan el efectivo:				
Depreciación y amortización	418.008	416.097	418.138	416.117
Variaciones monetaria y cambiaria (netas)	(20.191)	(56.982)	(8.434)	(56.982)
Participación patrimonial proporcional	14 (58.813)	(31.253)	(18.604)	330
Provisión para contingencias	158.839	82.357	158.839	82.357
Provisión para créditos de liquidación dudosa	17.115	18.740	17.115	18.740
Participaciones en los beneficios o resultados	102.451	91.241	102.451	91.241
Beneficios post empleo – ajuste actuarial	(44.101)	(27.998)	(44.101)	(27.998)
Actualización de prendas y depósitos vinculados	(10.523)	(12.118)	(10.523)	(12.118)
Actualización de títulos de la deuda agraria (TDA)	(249)	(1.849)	(249)	(1.849)
Ingreso financiero – Activo financiero	(617.491)	(690.179)	(702.196)	(759.023)
Cargos financieros	65.375	60.897	78.883	103.169
Actualización de dividendos	179.130	16.189	179.130	16.189
Incentivo a la desvinculación de personal	(53.355)	(220.763)	(53.355)	(220.763)
Otras	-	(13.809)	(2)	(11.618)
	1.937.308	2.238.937	1.928.120	2.246.851
Cargos financieros pagados a accionistas y otras partes relacionadas	(10.616)	(17.664)	(10.616)	(17.664)
Pagos a entidad de previsión privada	(152.385)	(254.238)	(152.388)	(254.238)
Cargos financieros Pagados a instituciones financieras y otras	(51.855)	(42.712)	(63.737)	(46.326)
Pago de impuesto a las ganancias y contribución social	(325.476)	(272.059)	(330.721)	(272.546)
Pago de participaciones en los beneficios o en los resultados	(91.241)	(72.145)	(91.372)	(72.145)
Variaciones en los Activos y Pasivos				
Clientes	94.583	(199.710)	94.577	(199.218)
Existencias	6.465	(13.788)	6.465	(13.788)
Tributos y contribuciones sociales	626	(201.620)	(24.485)	(211.497)
Anticipos a empleados	(2.276)	(111)	(2.475)	(126)
Prendas y depósitos vinculados	(29.703)	(34.641)	(11.011)	(53.268)
Títulos y valores mobiliarios	48.097	(226.400)	48.097	(226.400)
Servicios en curso	(11.602)	64.406	(12.439)	64.311
Proveedores	102.196	12.072	203.400	74.447
Obligaciones estimadas	4.989	25.561	5.415	25.591
Cargos a pagar del consumidor	(3.704)	4.819	(3.811)	3.096
Investigación y Desarrollo	26.034	14.913	26.411	14.644
Compensación financiera por la utilización de recursos hídricos	5.578	(3.133)	5.578	(3.133)
Provisión para contingencias	16.545	66.442	16.545	67.401
Otros activos y pasivos operativos	14.579	17.413	(19.483)	(11.628)
	(359.166)	(1.132.595)	(316.050)	(1.132.487)
Total de las actividades operacionales	1.578.142	1.106.342	1.612.070	1.114.364
Actividades de Inversiones				
Inversiones en Bienes de Uso e Intangible	(580.915)	(434.464)	(1.596.620)	(1.104.492)
Realización del Activo financiero – Concesiones de servicio público	221.602	420.239	(69.269)	263.373
Participaciones societarias permanentes	(596.639)	(288.449)	-	-
Dividendos	26.291	20.457	-	-
Bienes de Uso e Intangible dados de Baja	4.188	2.161	4.937	7.343
Otros	-	(116)	(183)	14.320
	(925.473)	(280.172)	(1.661.135)	(819.456)
Actividades de financiaciones				
Recursos recibidos de accionistas y partes relacionadas	1.293.000	-	1.293.000	-
Préstamos y financiaciones obtenidos a largo plazo	138.732	147.210	783.787	674.566
Pagos de préstamos y financiaciones	(42.798)	(118.813)	(53.235)	(138.954)
Remuneración pagada a los accionistas	(2.072.362)	(607.867)	(2.072.362)	(607.867)
Debentures	-	-	105.492	-
Otros	-	-	58.414	38.599
	(683.428)	(579.470)	115.096	(33.656)
TOTAL DE LOS EFECTOS EN EL EFECTIVO	(30.759)	246.700	66.031	261.252
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	299.397	52.697	497.993	236.741
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del ejercicio	268.638	299.397	564.024	497.993
VARIACIÓN EN EL EFECTIVO	(30.759)	246.700	66.031	261.252

Las notas explicativas forman parte integral de estos estados contables.

ESTADO DEL VALOR AGREGADO DE LOS EJERCICIOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010
(valores expresados en miles de reales)

	Notas	Controlante		Consolidado		
		31/12/2011	31/12/2010 (Reclasificado)	31/12/2011	31/12/2010 (Reclasificado)	
GENERACIÓN DEL VALOR AGREGADO						
Ingresos						
Venta de energía eléctrica, transmisión y otras		6.031.251	6.022.222	6.500.322	6.310.277	
Provisión (reversión) para créditos de liquidación dudosa		(17.115)	(18.740)	(17.115)	(18.740)	
Pérdidas – Clientes		(24.367)	(21.752)	(24.367)	(21.752)	
		5.989.769	5.981.730	6.458.840	6.269.785	
(-) Insumos adquiridos de terceros						
Material		29.113	24.138	29.743	24.306	
Combustibles para la producción de energía		4.793	2.296	4.793	2.296	
Servicio de terceros		189.754	177.999	199.872	182.547	
Energía eléctrica comprada para reventa		7.635	24.061	7.635	24.061	
Cargos por uso de la red eléctrica		805.270	765.661	805.270	765.661	
Costo de construcción		581.089	420.451	943.268	624.446	
Otros		166.095	56.044	174.217	59.381	
		1.783.749	1.470.650	2.164.798	1.682.698	
(=) Valor Agregado Bruto		4.206.020	4.511.080	4.294.042	4.587.087	
(-) Retenciones						
Cuotas de reintegración (Depreciación y Amortización)		418.008	416.097	418.138	416.117	
(=) Valor Agregado Neto		3.788.012	4.094.983	3.875.904	4.170.970	
(+) Valor agregado transferido						
Resultado de participación patrimonial		58.813	31.253	18.604	(330)	
Dividendos e intereses sobre el capital prop.		6.678	3.947	6.678	605	
Alquileres		95	(24)	95	(24)	
Ingresos financieros		264.223	266.724	271.931	282.451	
		329.809	301.900	297.308	282.702	
(=) Valor Agregado a Distribuir		4.117.821	4.396.883	4.173.212	4.453.672	
DISTRIBUCIÓN DEL VALOR AGREGADO						
Personal						
Salarios/beneficios/FGTS		631.206	652.055	639.985	656.603	
Incentivo a la jubilación y dimisión volunt.		-	(220.763)	-	(218.566)	
Participación en los beneficios o resultados		102.451	91.241	102.451	91.241	
Provisiones para contingencias laborales/		30.777	68.569	30.777	68.569	
Indemnizaciones laborales		764.434	591.102	773.213	597.847	
Gobiernos:						
Cargas sociales vinculadas a la nómina de pago		143.621	143.136	144.190	143.698	
Tributos netos de incentivos fiscales		739.029	787.433	752.062	791.502	
Cargos regulatorios	30	611.514	565.981	614.159	568.442	
		1.494.164	1.496.550	1.510.411	1.503.642	
Financiadores:						
Cargos financ., variación monetaria y otros:		188.115	31.286	188.115	31.286	
Eletrobras		93.757	79.371	123.459	121.697	
Otros financiadores		23.206	21.342	23.869	21.968	
Alquileres		305.078	131.999	335.443	174.951	
Accionistas:						
Dividendos mínimos propuestos	36	299.294	431.266	299.294	431.266	
Dividendos adicionales propuestos	36	897.877	168.195	897.877	168.195	
Beneficios retenidos		356.974	1.577.771	356.974	1.577.771	
		1.554.145	2.177.232	1.554.145	2.177.232	
		4.117.821	4.396.883	4.173.212	4.453.672	

Las notas explicativas forman parte integral de estos estados contables.

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS CONTABLES
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y DE 2010
(valores expresados en miles de reales, excepto cuando se indica)

1 - OPERACIONES

La Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf, con sede en la Rua Delmiro Gouveia, 333, Bairro de San Martin, CEP 50761-901, en la ciudad de Recife, capital del Estado de Pernambuco, es una Compañía de economía mixta de capital abierto, controlada por Centrais Eléctricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, creada por el Decreto-Ley n ° 8031/1945, con operaciones iniciadas el 15/03/1948. Tiene como actividades principales la generación y transmisión de energía eléctrica. A partir del ejercicio 2002, con la liberación gradual de sus contratos de suministro (contratos iniciales) a una tasa de 25% al año, de acuerdo con la Ley n ° 9648 del 27/05/1998, la Compañía, que hasta entonces tenía su mercado limitado a la Región Nordeste, pasó a tener penetración nacional, con atención a las demandas de las demás regiones del país, teniendo hoy como principales compradoras las regiones Sudeste y Nordeste.

Las operaciones de la Compañía con generación de energía cuentan con 14 plantas hidroeléctricas y 1 planta termoeléctrica, con una potencia instalada de 10.615 MW. La transmisión de energía es realizada por un sistema compuesto de 101 subestaciones de transmisión (considerando en este total la subestación Sapeaçu, localizada en el Recôncavo Baiano, con relación a la cual Chesf tiene contrato de cesión de uso) y de 18.644 quilómetros de líneas de alta tensión.

La comercialización de energía eléctrica es efectuada por medio de contratos firmados con las concesionarias de distribución, de los contratos de reserva de potencia y abastecimiento de energía eléctrica, firmados con consumidores industriales directamente atendidos por la Compañía, de contratos oriundos de subastas de energía eléctrica, realizados por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE, y de subastas de compra y venta de energía eléctrica, realizadas por comercializadores o consumidores libres. Las eventuales diferencias entre las energías generadas y las vendidas en la forma de los contratos descritos, son comercializadas por intermedio del mercado de corto plazo, en conformidad con la CCEE.

La actividad de Transmisión y el consecuente Ingreso Anual Permitido - RAP, estipulado por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL, cuyo valor es anualmente reajustado, está respaldada por Contratos de prestación de Servicios de Transmisión - CPST y Contratos de Conexión al Sistema de Transmisión - CCT, todos vinculados al Contrato de Concesión de Transmisión. Las autorizaciones concedidas por ANEEL, por medio de resoluciones para nuevos proyectos, caracterizadas como Ingreso de la Red Básica de Nuevas Inversiones – RBNI/RCDM, estarán sujetas a una revisión tarifaria a cada cuatro años con el objetivo de promover la eficiencia y la modicidad tarifaria. Las demás instalaciones existentes en la determinación del contrato de concesión, definidas como Ingreso de la Red Básica de los Servicios Existentes - RBSE tienen su ingreso fijado y reajustado anualmente por el IGP-M hasta el final de la concesión. Adicionalmente al contrato de concesión existente, Chesf ha firmado nuevos contratos de concesión para la prestación de los servicios de transmisión en la Red Básica, relativos a subastas de transmisión promovidas por Aneel. El ingreso obtenido en esas subastas de transmisión es reajustado anualmente por el IPCA a lo largo del período de concesión - 30 años - y está sujeto también a revisiones tarifarias a cada cinco años.

A partir del 1 de marzo de 1999, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico - ONS, sociedad civil de derecho privado, sin fines de lucro, con funcionamiento autorizado por la Resolución nº 351/1998, de Aneel, asumió el control y la operación del Sistema Interconectado Nacional - SIN. En este contexto, las plantas y la red básica de transmisión de la Compañía están bajo la coordinación operacional, supervisión y control de la referida sociedad.

Además del parque de generación de sistema de transmisión propia, antes mencionado, la Compañía participa, en sociedad con otras empresas, de la construcción y operación de plantas de generación hidráulica y de generación eólica que tendrán capacidades instaladas de 15.244,1 MW y 201,6 MW, cuya participación de la Compañía equivale a 2.597,7 MW, respectivamente, y de proyectos de transmisión compuestos por 1.241 Km de líneas de transmisión en servicio y de 4.068 Km de líneas de transmisión en construcción.

2 –DE LAS CONCESIONES

La Compañía tiene las siguientes concesiones y permisos:

- **Generación**

CONCESIONES / PERMISIONES	Río	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Utilizada en 2011 (MW medio/año)	Fecha de la Concesión / Permisos	Fecha de Vencimiento
PLANTAS					
Hidroeléctricas					
Paulo Afonso I	São Francisco	180,001	61,666	03/10/1945	02/10/2015
Paulo Afonso II	São Francisco	443,000	45,551	03/10/1945	02/10/2015
Paulo Afonso III	São Francisco	794,200	334,334	03/10/1945	02/10/2015
Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400	1.364,376	03/10/1945	02/10/2015
Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000	110,171	03/10/1945	02/10/2015
Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600	884,035	03/10/1945	03/10/2015
Xingó	São Francisco	3.162,000	2.131,900	03/10/1945	02/10/2015
Piloto	São Francisco	2,000	-	16/02/1949	07/07/2015
Araras	Acaraú	4,000	-	29/08/1958	07/07/2015
Funil	de Contas	30,000	6,521	25/08/1961	07/07/2015
Pedra	de Contas	20,007	1,214	25/08/1961	07/07/2015
Boa Esperança (Castelo Branco)	Parnaíba	237,300	151,326	11/10/1965	10/10/2015
Sobradinho	São Francisco	1.050,300	461,427	10/02/1972	09/02/2022
Curemas	Piancó	3,520	1,207	26/11/1974	25/11/2024
Termoeléctrica					
Camaçari	-	346,803	1,439	11/08/1977	10/08/2027

Eólica

La Compañía venció la Subasta Aneel de fuentes alternativas nº 007/2010, para el Parque Eólico Casa Nova, a ser instalado en el municipio de Casa Nova, en el Estado da Bahia, con capacidad de 180 MW, para el cual está aguardando la emisión de la Licencia de Instalación para iniciar la obra en el primer trimestre de 2012.

Nota: Capacidad Utilizada corresponde a la generación promedio, en MW, en el período.

• Transmisión

CONCESIONES/PERMISIONES	Fecha de la Concesión	Fecha de Vencimiento
SISTEMA DE TRANSMISIÓN		
Contrato de Concesión nº 061/2001 – Aneel:		
En servicio:		
- 83 subestaciones de transmisión, 15 subestaciones elevadoras y 18.181,6 km de Líneas de alta tensión.	29/06/2001	07/07/2015
Contratos obtenidos por medio de Subastas de Aneel:		
En servicio:		
-Línea de transmisión Milagres/Tauá (CE), en 230 kV, con extensión de 208 km y Subestación Tauá (CE), de 230 kV	04/03/2005	03/03/2035
- Línea de transmisión Milagres/Coremas (CE/PB), de 230 kV, con extensión de 120 km.	04/03/2005	03/03/2035
- Línea de transmisión Paraíso/Açu II (RN), de 230 kV, con extensión de 135 km.	14/06/2007	14/06/2007
- Subestación Ibicoara, de 500/230 kV (PE)	14/06/2007	14/06/2037
En construcción:		
- Línea de transmisión Funil/Itapebi (BA), de 230 kV, con extensión aproximada de 198 km.	20/04/2007	20/04/2037
- Línea de transmisión Ibicoara/Brumado (BA), de 230 kV, con extensión aproximada de 105 km.	14/06/2007	14/06/2037
- Línea de transmisión Picos/Tauá (PI/CE), de 230 kV, con extensión aproximada de 183 km.	14/06/2007	14/06/2037
- Línea de transmisión Jardim/Penedo (SE/AL), de 230 kV, con extensión aproximada de 110 km..	17/03/2008	17/03/2038
- Línea de transmisión Eunápolis/Teixeira de Freitas II, circuito 1 (BA), de 230 kV, con extensión aproximada de 144 km y Subestación Teixeira de Freitas II, de 230/138 kV (BA).	16/10/2008	16/10/2038
- Subestaciones Suape II, de 500/230 kV y Suape III, de 230/69 kV (PE), Línea de transmisión Messias/Recife con extensión aproximada de 53 km.	28/01/2009	28/01/2039
-Líneas de transmisión Pau Ferro/Santa Rita II (PE/PB), de 230kV, con extensión aproximada de 109 km y Paulo Afonso III/Zebu (AL), de 230kV, con extensión aproximada de 7 km; y Subestaciones Santa Rita II, de 230/69kV (PB); Zebu, de 230/69kV (AL); y Natal III, de 230/69kV (RN).	03/08/2009	03/08/2039
- Línea de transmisión Eunápolis/Teixeira de Freitas II, circuito 2 (BA), de 230 kV, con extensión aproximada de 144 km.	03/08/2009	03/08/2039
- Subestación Camaçari IV, de 500/230kV (BA);	12/07/2010	12/07/2040
- Subestación Arapiraca III, de 230/69 kV (AL), y línea de transmisión de circuito doble, Rio Largo II/Penedo, de 230 kV, con extensión aproximada de 44 km.	06/10/2010	06/10/2040
- Subestación Pólo, de 230/69 kV (BA).	06/10/2010	06/10/2040
- Líneas de transmisión Paraíso/Açu II (RN), de 230 kV, circuito 3, con extensión aproximada de 123 km, Açu/Mossoró II (RN), de 230 kV, circuito 2, con extensión aproximada de 69 km y João Câmara/Extremoz II (RN), de 230 kV, C1, con extensión aproximada de 82 km, Subestación João Câmara, de 230 kV (RN) y Subestación Extremoz II, de 230 kV (RN).	23/11/2010	23/11/2040
- Líneas de transmisión Igaporã/Bom Jesus da Lapa II (BA), de 230 kV, C1, con extensión aproximada de 115 km, y Subestación Igaporã, de 230 kV (BA).	23/11/2010	23/11/2040
- Líneas de transmisión Sobral III/Acaraú II (CE), de 230 kV, C2, con extensión aproximada de 97 km, y Subestación Acaraú II, de 230 kV (CE).	23/11/2010	23/11/2040
- Línea de transmisión Paraíso/Lagoa Nova (RN), de 230 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 65 km, y Subestación Lagoa Nova, de 230/69 kV (RN).	13/10/2011	13/10/2041
- Subestación Ibiapina, de 230/69 kV (CE).	13/10/2011	13/10/2041
- Línea de transmisión Morro do Chapéu/Irecê (BA), de 230 kV, de circuito simple, con Extensión aproximada de 65 km, y Subestación Morro do Chapéu, de 230/69 kV (BA).	13/10/2011	13/10/2041
- Línea de transmisión Teresina II/Teresina III (PI), de 230 kV, de circuito doble, con Extensión aproximada de 26 km, y Subestación Teresina III, de 230/69 kV (PI).	09/12/2011	09/12/2041
- Línea de transmisión Recife II/Suape II (PE), de 500 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 44 km.	09/12/2011	09/12/2041
- Línea de transmisión Camaçari IV/Sapeaçu (BA), de 500 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 105 km.	09/12/2011	09/12/2041
- Línea de transmisión Sapeaçu/Santo Antônio de Jesus (BA), de 230 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 31 km.	09/12/2011	09/12/2041

La capacidad instalada de las plantas, que es siempre superior a su producción, considera:

- la existencia de períodos, tanto a lo largo del día, como en el horizonte anual, en que ocurren mayor o menor demanda de energía en el sistema para el cual la planta, o el sistema de generación, está dimensionado;
- la existencia de períodos también en que máquinas son retiradas de la operación para la ejecución del mantenimiento, ya sea preventivo o correctivo;
- que la producción de las plantas hidráulicas depende de la disponibilidad hídrica del río donde está localizada. En períodos de mayor hidraulicidad puede ser posible elevar la generación, como también puede haber la necesidad de su reducción durante los períodos de escasez de agua, como ocurre en los períodos de racionamiento de energía eléctrica.

La producción de las plantas del Sistema Chesf es función de la Planificación y Programación de la Operación Electronergética, con horizontes y detalles que van desde el nivel anual hasta el nivel diario y horario, elaborados por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico - ONS, que define la cantidad y el origen de la generación necesaria para cumplir los requisitos energéticos del País en forma optimizada, teniendo en cuenta las necesidades del mercado, las disponibilidades hídrica y de máquinas, como también el costo de la generación y la viabilidad de transmisión de esa energía por intermedio de un complejo sistema que interconecta las diferentes regiones

La Compañía tiene además, por intermedio de sus controladas en conjunto y subsidiaria, las siguientes concesiones y permisiones:

- **Generación Hidráulica**

Plantas	Empresa	Participación de la Compañía	Río	Capacidad En MW	Año de Concesión	Año de Vencimiento
En servicio:						
PHE Dardanelos	Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	Aripuanã	261,000	2007	2042
En construcción:						
PHE Jirau	ESBR Participações S.A.	20,00%	Madeira	3.750,000	2008	2043
PHE Belo Monte	Norte Energia S.A.	15,00%	Xingu	11.233,100	2010	2045

- **Generación Eólica**

Plantas	Empresa	Participación de la Compañía	Localidad	Capacidad En MW	Año de Autorización	Año de Vencimiento
En construcción:						
EOL São Pedro do Lago	São Pedro do Lago S.A.	49,00%	São Pedro do Lago (BA)	30,00	2011	2046
EOL Pedra Branca	Pedra Branca S.A.	49,00%	Pedra Branca(BA)	30,00	2011	2046
EOL Sete Gameleiras	Sete Gameleiras S.A.	49,00%	Sete Gameleiras (BA)	30,00	2011	2046
EOL Junco I, II; Caiçara I, II	En formación: Chesf/Voltália	49,00%	Jijoca de Jericoacoara e Cruz (CE)	111,60	2012	2047

• Transmisión

SISTEMA DE TRANSMISIÓN	Empresa	Participación de la Compañía	Año de Concesión	Año de Vencimiento
En servicio:				
- Línea de transmisión Teresina (PI) / Sobral/ Fortaleza(CE), de 500 kV, con extensión de 546 km.	STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	2004	2034
- Línea de transmisión Colinas/Miracema/ Urupi/ Peixe 2/Serra da Mesa (TO/GO), de 500 kV, con 695 km.	Integração Transmissora de Energia S.A.	12,00%	2006	2036
En construcción:				
- Línea de Transmisión Oriximiná/Silves CD, de 500 kV, con aproximadamente 335 km de extensión, y Silves/Lexuga, de 500 kV, con aproximadamente 224 km de extensión (PA/AM); subestaciones Silves 500/138 kV y Lechuga 500/230 kV.	Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,50%	2008	2038
- Línea de transmisión Coletora Porto Velho (RO)/ Araraquara 2 (SP), nº 01, de CC, +/- 600 kV, con aproximadamente 2.375 km de extensión; Estación Rectificadora nº 02 CA/CC, 500 kV/+/ - 600kV – 3.150 MW; y Estación Inversora nº 02 CC/CA, +/- 600 kV/ 500kV – 2.950 MW.	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	2009	2039
- Línea de transmisión São Luiz II/ São Luiz III (MA), de 230 kV, con aproximadamente 156 km de extensión; subestación Pecém II (CE), 500 kV y Aquiraz II (CE), de 230 kV.	TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,00%	2010	2040
- Línea de transmisión Ceará Mirim/ João Câmara II, de 500 kV, con 64 km de extensión; LT Ceará Mirim/Campina Grande III, de 500 kV, con 201 km de extensión; LT Ceará Mirim/Extremoz II, de 230 kV, con 26 km de extensión; LT Campina Grande III/ Campina Grande II, de 230 kV, con 8,5 km; SE João Câmara II, de 500 kV, SE Ceará Mirim, de 500/230 kv, y SE Campina Grande III, 500/230 kV; Seccionamiento Campina Grande II/Extremoz II C1/C2, de 230 kv, con 12,5 km.	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	49,00%	2011	2041
- Línea de transmisión Luiz Gonzaga/Garanhuns, de 500 kV, con 224 km de extensión; LT Garanhuns/Campina Grande III, de 500 kV, con 190 km de extensión; LT Garanhuns/Pau Ferro, de 500 kV, con 239 km de extensión; LT Garanhuns/Angelim I, con 13 km; SE Garanhuns, 500/230 kV y SE Pau Ferro, 500/230 kV.	Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	2011	2041

3– PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS CONTABLES

La Compañía está presentando con sus Estados contables individuales, los Estados contables Consolidados. Este procedimiento es necesario en virtud que la legislación societaria brasileria determina la divulgación de los estados contables individuales de las entidades que poseen inversiones en controladas en conjunto, inclusive cuando estas entidades divultan sus estados contables.

El Directorio de la Compañía autorizó la conclusión de estos estados contables el 29 de febrero de 2012, y su envío al Consejo de Administración.

Los Estados contables Individuales se presentan en conformidad con las prácticas contables adoptadas en Brasil, y los pronunciamientos, orientaciones e interpretaciones emitidas por el Comité de Pronunciamientos Contables – CPC y las normas emitidas por la Comisión de Valores Mobiliarios – CVM vigentes al 31/12/2011.

Los Estados contables Consolidados fueron elaborados y están preparados de acuerdo con las normas internacionales de contabilidad (*International Financial Reporting Standards – IFRS*) emitidas por *International Accounting Standards Board - IASB*, las cuales están de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil (*BRGAAP*) y con los procedimientos de consolidación presentados en la nota 5.

No hay diferencia entre el patrimonio neto y el beneficio neto consolidados, presentados en los estados contables consolidados preparados de acuerdo con las *IFRS* y las prácticas contables adoptadas en Brasil, el patrimonio neto y el beneficio neto de la controlante, presentados en los estados contables individuales, preparados de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil. Con ello, la Compañía presenta estos estados contables individuales y consolidados en un único conjunto, lado a lado.

Los estados contables relativos al ejercicio social terminado el 31 de diciembre de 2011 fueron reclasificados, cuando se aplica, para una mejor presentación y para mantener la uniformidad en la comparación. La comparación entre los saldos presentados y los saldos reclasificados a efectos de comparación, se presenta a continuación:

	Controlante			
	2011		2010	
	Reclasificado	Ajuste	Publicado	
Estado de Situación Patrimonial				
Activo corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	268.638	299.397	(962.306)	1.261.703
Clientes	745.277	856.975	856.975	-
Consumidores, concesionarias y permissionarias	-	-	(942.314)	942.314
(-) Provisión para créditos de liquidación dudosa	-	-	85.339	(85.339)
Impuestos y contribuciones sociales	12.898	26.175	26.175	-
Tributos y contribuciones a recuperar	-	-	(191.311)	191.311
Títulos y valores mobiliarios	917.439	965.124	962.306	2.818
Prendas y depósitos vinculados	11.003	12.003	12.003	-
Otros	189.734	165.336	68.639	96.697
Servicios en curso	-	-	(80.642)	80.642
Activo no corriente				
Impuestos y contribuciones sociales	566.303	484.958	484.958	-
Tributos y contribuciones a recuperar	-	-	(11.280)	11.280
Bienes y derechos destinados a la venta	-	-	(11.107)	11.107
Prendas y depósitos vinculados	295.785	254.559	41.129	213.430
Depósitos judiciales	-	-	(41.129)	41.129
Créditos fiscales	-	-	(308.542)	308.542
Activo financiero – concesiones del servicio público	5.813.526	5.486.905	5.486.905	-
Activo financiero – indemnización	-	-	(3.970.371)	3.970.371
Activo financiero – Ingreso Anual Permitido	-	-	(1.516.534)	1.516.534
Otros	40.697	21.516	11.107	10.409
Pasivo corriente				
Nómina de pagos	-	-	(13.713)	13.713
Impuestos y contribuciones sociales	220.996	301.749	301.749	-
Tributos y contribuciones sociales	-	-	(301.749)	301.749
Préstamos y financiaciones	329.699	46.712	7.213	39.499
Cargos por deudas	-	-	(7.213)	7.213
Cargos a pagar del consumidor	162.554	136.137	89.551	46.586
Investigación y Desarrollo	-	-	(55.113)	55.113
Compensación financiera por la utilización de recursos hídricos	-	-	(34.438)	34.438
Otros	77.317	38.758	13.713	25.045
Pasivo no corriente				
Impuestos y contribuciones sociales	81.113	54.959	54.959	
Tributos y contribuciones sociales	-	-	(10.282)	10.282
Cargos fiscales	-	-	(44.677)	44.677
Cargos a pagar del consumidor	167.190	165.699	134.555	31.144
Investigación y desarrollo			(134.555)	134.555
Estado de Resultados				
Costo de operación				
Personal, material y servicio de terceros	(390.416)	(399.738)	(399.738)	-

Personal	-	-	326.896	(326.896)
Material	-	-	11.474	(11.474)
Servicio de terceros	-	-	61.368	(61.368)
Gastos de explotación	(1.019.269)	(697.136)	(92.321)	(604.815)
Resultado de participación patrimonial	58.813	31.253	31.253	-
Resultado financiero	(11.524)	259.700	(31.253)	290.953
Otros Ingresos (Gastos)	-	-	1.080	(1.080)
Participación en los beneficios o resultados	-	-	91.241	(91.241)

	Consolidado			
	2011	2010		
			Reclasificado	Ajuste
Estado de Situación Patrimonial				
Activo corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	564.024	497.993	(962.306)	1.460.299
Clientes	752.450	864.142	864.142	-
Consumidores, concesionarias y permisionarias	-	-	(949.481)	949.481
(-) Provisión para créditos de liquidación dudosa	-	-	85.339	(85.339)
Impuestos y contribuciones sociales	21.964	29.497	29.497	-
Tributos y contribuciones a recuperar	-	-	(194.633)	194.633
Títulos y valores mobiliarios	917.439	965.124	962.306	2.818
Prendas y depósitos vinculados	36.297	54.731	54.731	-
Servicios en curso	-	-	(80.915)	80.915
Otros	204.381	171.813	26.184	145.629
Activo no corriente				
Impuestos y contribuciones sociales	660.150	545.737	545.737	-
Tributos y contribuciones a recuperar	-	-	(11.280)	11.280
Bienes y derechos destinados a la venta	-	-	(11.113)	11.113
Prendas y depósitos vinculados	302.423	262.454	216.898	45.556
Depósitos judiciales	-	-	(216.898)	216.898
Créditos fiscales	-	-	(329.080)	329.080
Activo financiero – concesiones del servicio público	6.768.014	6.073.548	6.073.548	-
Activo financiero – indemnización	-	-	(3.982.522)	3.982.522
Activo financiero – Ingreso Anual Permitido	-	-	(2.105.996)	2.105.996
Otros	53.888	37.527	(29.128)	66.655
Pasivo corriente				
Nómina de pagos	-	-	(14.286)	14.286
Impuestos y contribuciones sociales	231.765	310.962	310.962	-
Tributos y contribuciones sociales	-	-	(310.962)	310.962
Préstamos y financiaciones	778.842	278.828	9.021	-
Cargos por deudas	-	-	(9.021)	9.021
Cargos a pagar del consumidor	162.554	137.697	90.876	46.821
Investigación y Desarrollo	-	-	(56.438)	56.438
Compensación financiera por la utilización de recursos hídricos	-	-	(34.438)	34.438
Otros	83.292	48.903	14.286	34.617
Pasivo no corriente				
Impuestos y contribuciones sociales	110.016	75.148	75.148	-
Tributos y contribuciones sociales	-	-	(33.028)	33.028
Cargos fiscales	-	-	(57.090)	57.090
Cargos a pagar del consumidor	167.190	165.699	134.555	31.144
Investigación y desarrollo			(134.555)	134.555
Estado de Resultados				
Costo de operación				
Personal, material y servicios de terceros	(393.633)	(401.753)	(401.753)	-
Personal	-	-	328.849	(328.849)
Material	-	-	55.894	(55.894)
Servicio de terceros	-	-	135.795	(135.795)
Otros	13.245	17.780	625	17.155
Costo de construcción	(943.268)	(624.446)	(121.380)	(503.066)
Gastos de explotación	(1.040.984)	(710.929)	(91.244)	(619.685)

Resultado de participación patrimonial	18.604	(330)	(330)	-
Resultado financiero	(33.516)	229.755	1.231	228.524
Otros Ingresos (Gastos)	-	-	1.072	(1.072)
Participación en los beneficios o resultados	-	-	91.241	(91.241)

4 - PRINCIPALES PRÁCTICAS CONTABLES

4.1. Declaración de conformidad

Los estados contables de la Compañía comprenden:

- Los estados contables consolidados preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (*IFRS*) emitidas por *International Accounting Standards Board - IASB* y las prácticas contables adoptadas en Brasil, identificadas como Consolidado - *IFRS y BRGAAP*; y
- Los estados contables individuales de la controlante preparados de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil, identificados como Controlante - *BRGAAP*.

Las prácticas contables adoptadas en Brasil comprenden las incluidas en la legislación societaria brasileña y en los Pronunciamientos, en las Orientaciones y en las Interpretaciones emitidas por el Comité de Pronunciamientos Contables - CPC y aprobadas por la CVM.

Los estados contables individuales presentan la evaluación de las inversiones en proyectos controlados en conjunto por el método de participación patrimonial proporcional, de acuerdo con la legislación brasileña vigente. De esta forma, esos estados contables individuales no se consideran que estén conformes con los *IFRS*, que exigen la evaluación de esas inversiones en estados separados de la controlante, por su valor justo o por el costo.

4.2. Base de elaboración

Los estados contables fueron elaborados con base en el costo histórico, excepto determinados instrumentos financieros medidos por sus valores justos, según se describe en las siguientes prácticas contables. El costo histórico generalmente se basa en el valor justo de los valores pagados a cambio de activos.

Los estados contables se presentan en la moneda corriente y legal del País (Real), que es la moneda funcional de la Compañía.

Las transacciones en moneda extranjera, cuando se aplica, son convertidas a reales por la tasa de cambio vigente en las fechas de las transacciones. Los saldos de las cuentas representativas son convertidos por la tasa de cambio oficial de la fecha del balance, suministrada por el Banco Central do Brasil. Las ganancias y las pérdidas como resultado de la diferencia de cambio verificada en las liquidaciones de las operaciones y de la conversión a reales de activos y pasivos monetarios en monedas extranjeras son reconocidas en el resultado del ejercicio.

4.3. Bases de consolidación e inversiones en controladas en conjunto

Los estados contables consolidados incluyen los estados contables de la Compañía y de sociedades de propósitos específicos controladas en conjunto. El control se caracteriza cuando la Compañía tiene el poder sobre las políticas financieras y operativas de una entidad para devengar beneficios de sus actividades.

En los estados contables individuales de la Compañía las informaciones financieras referentes a las empresas controladas en conjunto son reconocidas por medio del método de participación patrimonial proporcional.

La Compañía, de acuerdo con el Pronunciamiento Técnico CPC 18 (*IAS 28*), en sus puntos 24 y 25, utiliza para determinar el valor de la participación patrimonial proporcional de sus inversiones en coligadas y controladas, el valor del patrimonio neto de las controladas con base en los estados contables levantadas en la misma fecha de los estados contables de la inversora. Si hubiera indisponibilidad de los estados contables por parte de la controlada en fecha coincidente a la de la Inversora, se utilizan los estados contables con desfasaje de 30 días, acompañados de ajustes pertinentes en la ocurrencia de los efectos de eventos y transacciones relevantes entre las fechas de los estados contables no coincidentes.

Cuando es necesario, los estados contables de las controladas en conjunto son ajustados para adecuar sus políticas contables a las establecidas por la Compañía. Todas las transacciones, saldos, ingresos y gastos entre la Compañía y las empresas controladas en conjunto son eliminados íntegramente en los estados contables consolidados.

4.4. Inversiones en coligadas

Una coligada es una entidad sobre la cual la Compañía posee influencia significativa, pero que no se configura como una controlada ni como una participación en un proyecto bajo control común (*joint venture*). Influencia significativa es el poder de participar en las decisiones sobre las políticas financieras y operativas de la empresa en que se invirtió, sin ejercer control individual o conjunto sobre esas políticas.

Los resultados activos y pasivos de las coligadas son incorporados a los estados contables con base en el método de participación patrimonial proporcional, por el cual las inversiones son inicialmente registradas por el valor de costo y en seguida ajustadas para reconocer la participación de la Compañía en el beneficio o en la pérdida y otros resultados completos de la coligada.

4.5. Participaciones en proyectos en conjunto (*joint ventures*)

Una *joint venture* es un acuerdo contractual por el cual la Compañía y otras partes ejercen una actividad económica sujeta a control conjunto, situación en que las decisiones sobre políticas financieras y operativas estratégicas relacionadas a las actividades de la empresa en que se invirtió requieren la aprobación de todas las partes que comparten el control.

Los acuerdos de *joint venture* que comprenden la constitución de una entidad separada en la cual cada emprendedor tenga una participación son llamados de entidades controladas en conjunto.

La compañía presenta sus participaciones en entidades controladas en conjunto, en sus estados contables consolidados, utilizando el método de consolidación proporcional. Las participaciones de la Compañía en los activos, pasivos y resultados de las controladas en conjunto son combinadas con los correspondientes ítems de los estados contables consolidados de la Compañía, línea a línea.

En los estados contables individuales de la controlante, las participaciones en entidades controladas en conjunto son reconocidas por el método de participación patrimonial proporcional.

4.6. Activos no corrientes mantenidos para la venta

Los activos o grupos de activos son clasificados como mantenidos para la venta si su valor contable es recuperado principalmente por medio de una transacción de venta y no por el uso continuo. Esta condición se cumple solamente cuando la venta es altamente probable y el activo o grupo de activos está disponible para la venta inmediata en su condición actual.

Los activos o grupos de activos clasificados como destinados a la venta son medidos por el menor valor entre el contable anteriormente registrado y el valor justo menos el costo de venta.

4.7. Reconocimiento del ingreso

El ingreso comprende el valor justo del costo recibido o a recibir proveniente del curso normal de las actividades de la Compañía, excluidos los descuentos, reducciones y cargos sobre las ventas.

La Compañía reconoce el ingreso cuando: (i) su valor puede ser medido con seguridad; (ii) es probable que beneficios económicos futuros fluirán para la Compañía; y (iii) cuando criterios específicos hayan sido atendidos para cada una de sus actividades.

Comprende además los siguientes ítems:

Ingreso financiero proveniente de la remuneración del activo financiero hasta el final del período de la concesión devengado de modo pro rata y que tiene en cuenta la tasa de retorno del proyecto.

Ingreso para la cobertura de los gastos de operación y mantenimiento de los activos de la transmisión con base en el costo incurrido.

Ingreso de construcción para las expansiones, refuerzos y mejoras de la infraestructura utilizada en la prestación de los servicios de transmisión de energía eléctrica no determinando el resultado en la construcción.

4.8. Costos de préstamos y financiaciones

Los costos de préstamos y financiaciones atribuibles directamente a la adquisición, construcción o producción de activos calificables, los cuales llevan, necesariamente, un período de tiempo sustancial para estar listos para su uso o venta pretendida, son incrementados al costo de tales activos hasta la fecha en que estén listos para el uso o venta pretendidos.

Todos los otros costos con préstamos y financiaciones son reconocidos en el resultado del ejercicio en que se incurren.

4.9. Subvenciones gubernamentales

Las subvenciones gubernamentales provenientes de incentivos fiscales son registradas en el resultado del período como reducción del impuesto determinado, en cumplimiento al Pronunciamiento Técnico CPC 07 (*IAS 20*). La parte del beneficio correspondiente a estos incentivos fiscales es objeto de distribución a la Reserva de Beneficio denominada Reserva de Incentivos Fiscales, en conformidad con el artículo 195-A de la Ley nº 6.404/1976, la cual es solamente utilizada para aumento del capital social o eventual absorción de pérdidas.

4.10 Tributación

El gasto con impuesto a las ganancias y contribución social representa la suma de los impuestos corrientes y diferidos.

4.10.1. Impuestos corrientes

La provisión para impuesto a las ganancias y contribución social se basa en el beneficio tributable del ejercicio. El beneficio tributable difiere del beneficio presentado en el estado de resultados porque excluye ingresos o gastos tributables o deducibles en otros ejercicios, además de excluir ítems no tributables o no deducibles en forma permanente. La provisión para impuesto a las ganancias y contribución social es calculada individualmente por cada empresa en la que se invirtió con base en las tasas vigentes al final del ejercicio.

4.10.2. Impuestos diferidos

El impuesto a las ganancias y la contribución social diferidos (impuestos diferidos) son reconocidos sobre las diferencias temporarias al final de cada ejercicio, entre los saldos de activos y pasivos reconocidos en los estados contables y las bases fiscales correspondientes utilizadas en el cálculo del beneficio tributable, incluyendo saldo de pérdidas fiscales, cuando se aplica. Los impuestos diferidos pasivos son generalmente reconocidos sobre todas las diferencias temporarias tributables y los impuestos diferidos activos son reconocidos sobre todas las diferencias temporarias deducibles, solamente cuando es probable que la empresa presente beneficio tributable futuro en un monto suficiente para que dichas diferencias temporarias deducibles puedan ser utilizadas.

La recuperación del saldo de los impuestos diferidos activos es revisada al final de cada ejercicio y, cuando no es más probable que beneficios tributables futuros estarán disponibles para permitir la recuperación de todo el activo, o parte de él, el saldo del activo es ajustado por el monto que se espera que sea recuperado.

Impuestos diferidos activos y pasivos son medidos por las tasas aplicables en el período en el cual se espera que el pasivo sea liquidado o que el activo sea realizado, con base en las tasas previstas en la legislación tributaria vigente al final de cada ejercicio, o cuando una nueva legislación haya sido aprobada. La medición de los impuestos diferidos activos y pasivos refleja las consecuencias fiscales que resultarían de la forma en la cual la Compañía espera, al final de cada ejercicio, recuperar o liquidar el valor contable de esos activos y pasivos.

4.10.3. Impuesto a las ganancias y contribución social, corrientes y diferidos, del ejercicio

El impuesto a las ganancias y la contribución social, corrientes y diferidos, son reconocidos en el resultado del ejercicio, excepto cuando están relacionados con ítems registrados en *otros resultados completos* o directamente en el patrimonio neto, caso en que los impuestos corrientes y diferidos también son reconocidos en *otros resultados completos* o directamente en el patrimonio neto, respectivamente.

4.11. Bienes de uso

Se registran al costo de adquisición o construcción, deducidos de la depreciación acumulada. Incluyen principalmente los activos de generación y activos administrativos.

Los gastos de naturaleza ambiental con acciones y programas realizados hasta la liberación de la primera licencia de operación son registrados en los bienes de uso, y los gastos realizados a partir de entonces pasan a ser registrados en el resultado del ejercicio.

La depreciación es calculada por el método lineal, con base en las tasas anuales establecidas por Aneel, las cuales son revisadas periódicamente y aceptadas por el mercado como una estimación adecuada para efectos contables y regulatorios y que representa la mejor estimación de vida útil de los bienes.

4.12. Activos intangibles

Activos intangibles con vidas útiles definidas, adquiridos separadamente, son registrados al costo, deducido de la amortización y de las pérdidas por reducción al valor recuperable acumuladas. La amortización es reconocida linealmente con base en la vida útil estimada de los activos.

Los *softwares* corporativos son capitalizados con base en los costos incurridos para la adquisición y para hacer que estén listos para ser utilizados, amortizados durante su vida útil estimable.

Los gastos asociados al mantenimiento de *softwares* son reconocidos como gasto, a medida que se incurren.

Los costos de desarrollo que son directamente atribuibles al proyecto y a las pruebas de productos identificables y exclusivos, controlados por la Compañía, son reconocidos como activos intangibles cuando se cumplen los siguientes criterios:

- Es técnicamente factible concluir el proyecto para que esté disponible para su uso;
- La administración pretende concluir el proyecto y utilizarlo o venderlo;
- El producto debe ser vendido o utilizado;
- Se puede demostrar que es probable que el producto generará beneficios económicos futuros;
- Están disponibles adecuados recursos técnicos, financieros y otros recursos para concluir el desarrollo y para utilizar o vender el producto;
- El gasto atribuible al producto durante su desarrollo puede ser medido con seguridad.

Otros gastos de desarrollo que no cumplen estos criterios son reconocidos como gastos, a medida que se incurren.

4.13. Reducción al valor recuperable de activos no financieros

Al final de cada ejercicio, la Compañía revisa el valor contable de sus activos para determinar si hay alguna indicación de que tales activos sufrieron alguna pérdida por reducción al valor recuperable. Si hay tal indicación, el monto recuperable del activo es estimado con la finalidad de medir el valor de esa pérdida, si la hay. Cuando no es posible estimar el monto recuperable de un activo individualmente, la Compañía calcula el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece el activo.

El monto recuperable es el mayor valor entre el valor justo menos los costos en la venta o el valor en uso. En la evaluación del valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados son descontados al valor presente por la tasa de descuento que refleje una evaluación actual de mercado del valor de la moneda en el tiempo y los riesgos específicos del activo para el cual la estimación de flujos de efectivo futuros no fue ajustada.

Si el monto recuperable de un activo calculado, o unidad generadora de efectivo, es menor que su valor contable, el valor contable del activo o unidad generadora de efectivo es reducido a su valor recuperable, con la pérdida por reducción al valor recuperable reconocida en el resultado.

De acuerdo con la evaluación de la Compañía no hay indicación que los valores contables de sus unidades generadoras de caja o de sus activos intangibles no serán recuperados en sus operaciones futuras.

4.14. Existencias

Los materiales en existencia, clasificados en el Activo Corriente, como también los destinados a inversiones, clasificados en el Activo no Corriente/Bienes de Uso, están registrados al costo medio de adquisición, deducidos de una provisión para pérdida, cuando se aplica, y no exceden a sus costos de reposición o valores de realización.

4.15. Instrumentos financieros

4.15.1. Activos Financieros

Los activos financieros de la Compañía están clasificados como activos financieros a valor justo por medio del resultado, valores por recibir, inversiones mantenidas hasta el vencimiento, o derivados clasificados como instrumentos de *hedge* eficaces.

Activos financieros son reconocidos a valor justo incrementados, en el caso de activos no designados a valor justo por medio del resultado, de los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición de ese activo financiero.

Los activos financieros de la Compañía incluyen efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar de clientes, títulos y valores mobiliarios, inversiones financieras, concesión de servicio público, otros créditos e instrumentos financieros derivados por medio de sus controladas en conjunto clasificados como instrumentos de *hedge*.

4.15.1.1. Medición posterior de los activos financieros

La medición posterior de activos financieros depende de su clasificación, que puede ser de la siguiente forma:

- **Activos financieros a valor justo por medio del resultado**

Los activos financieros *a valor justo por medio del resultado*, cuando son mantenidos para negociación o designados por el valor justo por medio del resultado.

Activos financieros *a valor justo por medio del resultado* son presentados en el estado de situación patrimonial a valor justo, con las correspondientes ganancias o pérdidas reconocidas en el estado de resultados.

- **Valores por recibir**

Los valores por recibir son activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, no negociados en un mercado activo. Después de la medición inicial, esos activos financieros son contabilizados al costo amortizado, utilizando el método de intereses efectivos, menos pérdida por reducción al valor recuperable. El costo amortizado es calculado teniendo en cuenta el descuento en la adquisición y tasas o costos incurridos.

- **Inversiones mantenidas hasta su vencimiento**

Activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y vencimientos fijos son clasificados como *mantenidos hasta su vencimiento* cuando la Compañía haya manifestado la intención y capacidad financiera para mantenerlos hasta su vencimiento. Después de la evaluación inicial, las inversiones mantenidas hasta su vencimiento son evaluadas al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva, menos pérdidas por reducción al valor recuperable.

4.15.1.2. Desreconocimiento (baja) de los activos financieros

Un activo financiero es dado de baja cuando:

- Los derechos de recibir flujos de efectivo del activo expiran;
- La Compañía transfiere sus derechos de recibir flujos de efectivo del activo o asumir una obligación de pagar íntegramente los flujos de efectivos recibidos a un tercero por fuerza de un acuerdo de “transferencia”; y (a) la Compañía transfiere todos los riesgos y beneficios del activo, o (b) la Compañía no transfiere ni retiene todos los riesgos y beneficios relativos al activo, pero transfiere el control sobre el activo.

4.15.2. Pasivos Financieros

Los pasivos financieros de la compañía son clasificados como pasivos financieros a valor justo por medio del resultado, préstamos y financiaciones, o como derivados clasificados como instrumentos de *hedge*, según sea el caso. La Compañía determina la clasificación de sus pasivos financieros al momento de su reconocimiento inicial.

Pasivos financieros son inicialmente reconocidos al valor justo y, en el caso de préstamos y financiaciones, son incrementados por costo de la transacción directamente relacionado.

Los pasivos financieros de la Compañía incluyen cuentas a pagar a proveedores, préstamos y financiaciones, e instrumentos financieros derivados – por intermedio de sus controladas en conjunto, clasificados como instrumento de *hedge*, y otras cuentas por pagar.

4.15.2.1. Medición posterior de los pasivos financieros

La medición de los pasivos financieros depende de su clasificación que puede ser de la siguiente forma:

- **Préstamos y financiaciones**

Después del reconocimiento inicial, los préstamos y financiaciones son medidos por el costo amortizado, más cargos, intereses y variaciones monetarias y/o cambiarias en los términos contractuales, incurridos hasta la fecha del balance.

- **Pasivos financieros a valor justo por medio del resultado**

Pasivos financieros *a valor justo por medio del resultado* incluyen pasivos financieros para negociación y pasivos financieros designados en el reconocimiento inicial a valor justo por medio del resultado.

La Compañía no presentó ningún pasivo financiero a valor justo por medio del resultado.

- **Mantenidos para negociación**

Pasivos financieros son clasificados como *mantenidos para negociación* cuando son adquiridos con el objetivo de venderlos a corto plazo. Esta categoría incluye instrumentos financieros derivados contratados por la Compañía que no satisfacen los criterios de contabilización de *hedge* (*hedge accounting*) definidos por el CPC 38 (IAS 39). Derivados también son clasificados como mantenidos para negociación, a menos que sean designados como instrumentos de *hedge* efectivos. Ganancias y pérdidas de pasivos para negociación son reconocidas en el estado de resultados.

4.15.2.2. Desreconocimiento (baja) de los pasivos financieros

Un pasivo financiero es dado de baja cuando la obligación esté revocada, cancelada o expirada. Cuando un pasivo existente es sustituido por otro del mismo prestatario con términos sustancialmente diferentes, o los términos de un pasivo existente sean significativamente alterados, esa sustitución o alteración es tratada como pasivo original dado de baja y reconocimiento de un nuevo pasivo, siendo la diferencia de los correspondientes valores contables reconocida en el estado de resultados.

4.15.3. Valor justo de instrumentos financieros

El valor justo de instrumentos financieros activamente negociados en mercados financieros organizados se determina con base en los precios de compra cotizados en el mercado al cierre de los negocios en la fecha del balance, sin deducción de los costos de transacción.

El valor justo de instrumentos financieros para los cuales no haya mercado activo se determina utilizando técnicas de evaluación. Esas técnicas pueden incluir el uso de transacciones recientes de mercado, con exención de intereses; referencia al valor justo corriente de otro instrumento similar; análisis de flujo de efectivo descontado u otros modelos de evaluación.

4.15.4. Instrumentos financieros derivados y contabilidad de *hedge*

La Compañía, por intermedio de sus controladas en conjunto, firma contratos de derivados con el objetivo de administrar la exposición a los riesgos de oscilación de tasas de cambio y variación del precio de la *commodity* aluminio en el mercado internacional. De acuerdo con lo establecido en el CPC 38 (IAS 39), esos derivados fueron contabilizados como instrumentos financieros – instrumentos de *hedge* (*hedge accounting*).

La Compañía no tiene contratos de derivados con fines comerciales o especulativos (nota 39).

Los instrumentos financieros derivados designados en operaciones de *hedge* son inicialmente reconocidos al valor justo en la fecha en que el contrato de derivados es firmado, siendo revaluados posteriormente también a valor justo.

Los derivados se presentan como activos financieros cuando el valor justo del instrumento es positivo, y como pasivos financieros cuando el valor justo es negativo.

A efectos de contabilidad de *hedge*, la Compañía clasifica sus relaciones de los *hedges* como *hedges* de flujo de efectivo. De esta forma, las ganancias o pérdidas resultantes del instrumento de *hedge* que son determinadas como eficaces son reconocidas en otros resultados completos. La parte ineficaz de dichas ganancias o pérdidas es reconocida en el resultado.

Los valores anteriormente reconocidos en otros resultados completos y acumulados en el patrimonio son reclasificados para el resultado en el ejercicio en que el ítem objeto de *hedge* es reconocido en el resultado.

La Compañía clasifica formalmente y documenta la relación de *hedge* a la cual desea aplicar contabilidad de *hedge*, como también el objetivo y la estrategia de gestión de riesgo de la administración para llevar a efecto el *hedge*. La documentación incluye la identificación del instrumento de *hedge*, o ítem o transacción objeto de *hedge*, la naturaleza del riesgo objeto de *hedge*, la naturaleza de los riesgos excluidos de la relación de *hedge*, la demostración prospectiva de la eficacia de la relación de *hedge* y la forma en que la Compañía va a evaluar la eficacia del instrumento de *hedge* para compensar la exposición a cambios en el valor justo del ítem objeto de *hedge*.

Se espera que esos *hedges* sean altamente eficaces para compensar cambios en el valor justo, siendo permanentemente evaluados para verificar si fueron efectivamente eficaces a lo largo de todos los períodos base para los cuales fueron destinados.

4.16. Estado del Valor Agregado - DVA

Ese estado fue preparado siguiendo las disposiciones del CPC 09 – Estado del Valor Agregado, y tiene como finalidad observar la riqueza creada por la Compañía y su distribución durante el ejercicio y se presenta, en conformidad con la legislación brasileña, como parte de sus estados contables individuales y como información complementaria a los estados contables consolidados, porque no es un estado previsto en las *IFRS*.

4.17. Normas e interpretaciones nuevas y revisadas ya emitidas y aún no adoptadas

Se destacan a continuación las normas, enmiendas a normas e interpretaciones *IFRS*, emitidas por el *IASB*, que aún no entraron en vigor para el ejercicio terminado el 31/12/2011:

- *IFRS 9* – Instrumentos Financieros;
- *IAS 24* – Divulgación de Partes Relacionadas;
- *IAS 32* – Clasificación de las Emisiones de Derechos;
- *IFRIC 19* – Extinción de Pasivos Financieros con Instrumentos Patrimoniales;
- *IFRIC 14* – Pagos Anticipados de Requerimientos Mínimos de Suministro de Fondos;
- *IFRS 1* – Exención Limitada de Divulgaciones Comparativas de la *IFRS 7* para Adoptantes Iniciales;

El CPC aún no emitió pronunciamientos equivalentes a las *IFRS* arriba mencionadas, pero existe la expectativa que lo haga antes de la fecha requerida de su entrada en vigor. La adopción anticipada de los pronunciamientos *IFRS* está condicionada a la aprobación previa en acto normativo de la Comisión de Valores Mobiliarios.

La Compañía no estimó la extensión del impacto de esas nuevas normas en sus estados contables.

Algunos pronunciamientos e interpretaciones técnicas emitidos por el CPC fueron revisados por el referido órgano, con adopción obligatoria a partir del ejercicio de 2011, entre tanto, no se identificaron impactos significativos en los estados contables de la Compañía, como resultado de esas revisiones.

4.18. Beneficios post empleo

a) Obligaciones de jubilación

Los pagos a planes de jubilación de contribución definida son reconocidos como gasto cuando se prestan servicios que conceden derecho a esos pagos.

En el caso de planes de jubilación de beneficio definido, el costo de la concesión de los beneficios es determinado por el Método de la Unidad de Crédito Proyectada con base en la evaluación actuarial realizada anualmente al final de cada período. Las ganancias y pérdidas actariales, provenientes de ajustes con base en la experiencia y en cambios de supuestos actariales, son cargadas o acreditadas directamente en el patrimonio neto – *otros resultados completos*, en el período en que ocurren.

La obligación con beneficios de jubilación reconocida en el estado de situación patrimonial representa el valor presente de la obligación con los beneficios definidos, ajustada por ganancias y pérdidas actariales y por el costo de los servicios pasados, reducido por el valor justo de los activos del plan.

b) Otras obligaciones post empleo

La Compañía subsidia parte de las primas provenientes de una póliza de seguro de vida para los empleados activos. Los ex empleados jubilados, que optaron por permanecer vinculados a esa póliza, pagan íntegramente la prima que se establece en forma colectiva para toda la masa de activos y de inactivos. Además, dadas las características etarias de las masas poblacionales de activos y de inactivos, el cálculo actuarial de la prima separada atribuible a la masa inactiva identifica la existencia de un subsidio post empleo indirecto pagado por la Compañía. Esas obligaciones son evaluadas, anualmente, por actuarios independientes y las ganancias y pérdidas actariales, provenientes de ajustes con base en la experiencia y en cambios de supuestos actariales, son cargadas o acreditadas directamente en el patrimonio neto – *otros resultados completos*, en el período en que ocurren.

4.19. Resultado por acción

El resultado por acción básico es calculado por medio del resultado del período atribuible a los accionistas de la Compañía y la cantidad de acciones ordinarias y preferidas en circulación en el respectivo período. El resultado por acción diluido es calculado por medio de la cantidad de acciones en circulación, ajustada por los instrumentos potencialmente convertibles en acciones, con efecto diluidor en los períodos presentados, en los términos del CPC 41 y de la IAS 33.

4.20. Distribución de dividendos

La política de reconocimiento contable de dividendos está en conformidad con las normas previstas en los CPC 25 (IAS 37) e ICPC 08, las cuales determinan que los dividendos propuestos a ser pagados y que estén basados en obligaciones estatutarias, deben ser registrados en el pasivo corriente.

El estatuto social de la Compañía establece que 25% de beneficio anual, como mínimo, sean distribuidos como dividendos.

De ese modo, al cierre del ejercicio social y después de las debidas distribuciones legales, la Compañía registra la provisión equivalente al dividendo mínimo obligatorio en el pasivo corriente, y los dividendos propuestos excedentes al mínimo obligatorio como dividendo adicional propuesto, en el patrimonio neto.

Los dividendos no reclamados en el plazo de tres años son revertidos para la Compañía, según previsión legal.

4.21. Demás Prácticas Contables

a) Estimaciones y juicios contables críticos

En la elaboración de estos estados contables, la Compañía adoptó estimaciones y supuestos basada en la experiencia y en otros factores que entiende como razonables y relevantes para su adecuada presentación. Aunque esas estimaciones y supuestos sean permanentemente monitoreados por la Compañía, la materialización sobre el valor contable de activos y pasivos y de resultado de las operaciones son inciertos, por transcurrir por el uso de juicio.

En lo que se refiere a las estimaciones contables evaluadas como siendo las más críticas, la Compañía forma sus juicios sobre eventos futuros, variables y supuesto, según se presenta a continuación:

- Provisiones – Son reconocidas cuando un evento genera una obligación futura con probabilidad de salida de recursos y su valor puede ser estimado con seguridad. De esta forma, el valor constituido como provisión es la mejor estimación de liquidación de una probable obligación en la fecha de los estados contables, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres relacionados. Las provisiones son revisadas y ajustadas para tener en cuenta alteraciones en circunstancias tales como: plazo de prescripción aplicable o exposiciones adicionales identificadas con base en nuevos asuntos o decisiones de tribunales. Los resultados reales pueden diferir de las estimaciones.
- Valor recuperable de activos de larga duración – La Administración de la Compañía y de sus controladas adopta variables y supuestos en prueba de determinación de recuperación de activos de larga duración para determinar el valor recuperable de activos y reconocer el *impairment*, cuando es necesario. En esta práctica, se aplican juicios basados en la experiencia en la gestión del activo, conjunto de activos o unidad generadora de efectivo, que pueden eventualmente no verificarse en el futuro, inclusive con relación a la vida útil económica estimada, que representa las prácticas determinadas por Aneel aplicables a los activos vinculados a la concesión del servicio público de energía eléctrica, que pueden variar como resultado del análisis periódico del plazo de vida útil económica de bienes, en vigor. También impactan en la determinación de las variables y supuestos utilizados en la determinación de los flujos de efectivo futuros descontados, para reconocer el valor recuperable de activos de larga duración, diversos eventos intrínsecamente inciertos. Entre estos eventos se destacan el mantenimiento de los niveles de consumo de energía eléctrica, la tasa de crecimiento de la actividad económica del país, la disponibilidad de recursos hídricos, además de los inherentes al fin de los plazos de concesión de servicios públicos de energía eléctrica de la Compañía, en especial con relación al valor de su reversión al final del plazo de concesión. En este punto, se adoptó el supuesto de indemnización contractualmente prevista, cuando se aplica, por el valor contable residual existente al final del plazo de las concesiones de generación y transmisión de energía eléctrica.
- Base de determinación de indemnización por el poder concedente sobre concesiones de servicio público – La Compañía adopta el supuesto que los bienes son reversibles al final de los contratos de concesión, con derecho de cobranza integral de indemnización del Poder Concedente sobre las inversiones que aún no fueron amortizadas. Existe discusión de interpretación legal y regulatoria sobre la base de determinación del valor indemnizable, habiendo diferentes interpretaciones. Con

base en las disposiciones contractuales, interpretaciones de los aspectos legales y regulatorios, y en un parecer de consultor jurídico independiente la Compañía adoptó el supuesto que será indemnizada por el valor residual contable al final de la concesión. Esa determinación impactó la base de formación de los activos de generación, cuyos contratos poseen cláusulas de indemnización, y de las operaciones de transmisión de energía eléctrica que fueron clasificadas en el alcance de la ICPC 01 (*IFRIC 12*).

- Obligaciones actariales – Las obligaciones actariales son determinadas por cálculos actariales elaborados por actuarios independientes y los resultados reales futuros de las estimaciones contables utilizadas en estos Estados Contables pueden ser distintos, bajo variables, supuestos y condiciones diferentes de las existentes y utilizadas en la época del juicio.
- Vida útil de los bienes de uso – La Compañía utiliza los criterios definidos en la resolución Aneel nº 367, del 02 de junio de 2009, en la determinación de la vida útil estimada de los bienes de uso.

b) Efectivo y equivalentes de efectivo

Efectivo y equivalentes de efectivo incluyen saldos de caja, depósitos bancarios a la vista y las inversiones financieras con liquidez inmediata, o sea, rápidamente convertibles en un monto conocido de efectivo y que están sujetos a un insignificante riesgo de cambio de valor.

c) Cuentas por cobrar de clientes

Las cuentas por cobrar de clientes provienen de la venta de energía, del sistema de transmisión disponible, de servicios prestados, aumentos por mora y otros, hasta el cierre del ejercicio, contabilizados con base en el principio de lo devengado.

La provisión para créditos de liquidación dudosa es constituida en un monto considerado suficiente por la Administración para cubrir eventuales pérdidas en la realización de las cuentas por cobrar.

d) Títulos y valores mobiliarios

Las inversiones financieras en Letras Financieras del Tesoro – LFT son mantenidas para negociación en un fondo de inversión exclusivo, según reglamentación en vigor. Los demás títulos y valores mobiliarios, correspondientes a la menor parte, están relacionados a Títulos de la Deuda Agraria – TDA y Notas del Tesoro Nacional – NTN con vencimientos definidos, para los cuales la Compañía tiene la intención de mantener hasta su vencimiento. Son registradas por el costo de adquisición más intereses y actualización monetaria, con impactos en el resultado y son ajustadas al valor probable de realización, cuando se aplica.

e) Prendas y depósitos vinculados

Las prendas y depósitos vinculados se refieren a garantías prestadas a instituciones financieras y en subastas de energía eléctrica y depósitos judiciales vinculados a procesos existentes en las esferas judicial y administrativa, están registrados al costo, más los respectivos rendimientos devengados hasta la fecha del balance.

f) Activos indexados

Los activos indexados están actualizados hasta la fecha del balance y los demás están presentados al costo, deducidos de eventuales provisiones para pérdidas.

g) Activo financiero – Concesiones de servicio público

Se refiere al activo financiero a recibir en conformidad con las concesiones de transmisión de energía eléctrica por el Ingreso Anual Permitido, o por indemnización.

El Activo financiero – Ingreso Anual Permitido es el valor estimado por recibir durante el plazo de concesión.

El Activo financiero indemnizable se refiere al componente estimado de las inversiones realizadas y no amortizadas hasta el final de la concesión, clasificado como un activo financiero por ser un derecho incondicional de recibir efectivo u otro activo financiero directamente del Poder Concedente como resultado de la aplicación de la Interpretación Técnica ICPC 01 – Contratos de Concesión y de la Orientación Técnica ICPC 05 – Contratos de Concesión (*IFRIC 12*) y de la Orientación Técnica OCPC 05 – Contratos de Concesión. Esos activos financieros son remunerados por la tasa interna de retorno calculada con base en el flujo de efectivo proyectado de esas inversiones.

h) Patrimonio Neto

Los beneficios a realizar provenientes del saldo acreedor de ajuste monetario reconocidos en la reserva de beneficios a realizar hasta 1995, son revertidos a Beneficios Acumulados, proporcionalmente a los Bienes de Uso dados de baja y al Intangible dado de baja y a su amortización.

i) Resultado

Se determina por el principio de lo devengado y considera la constitución y la realización de los créditos fiscales en el ejercicio y la reducción del impuesto a las ganancias con origen en incentivos fiscales Sudene/Sudam, calculado con base en el beneficio de la explotación (nota 34).

j) Ingresos y gastos financieros

Los ingresos y gastos financieros se componen principalmente de intereses y variaciones monetarias y cambiarias como resultado de inversiones financieras y préstamos y financiaciones obtenidos, y son reconocidos por el principio de lo devengado.

4.22. ASPECTOS ESPECÍFICOS DEL SECTOR ELÉCTRICO**4.22.1 – Ingreso Anual Permitido – RAP**

El Ingreso Anual Permitido - RAP definido en el Contrato de Servicio Público de Transmisión de energía eléctrica se refiere al valor autorizado por Aneel, mediante resolución, a ser devengado por la Compañía por la disponibilidad de las instalaciones de su Sistema de Transmisión. Está compuesto por el RPB (componente referente a las instalaciones de la Red Básica) más el RPC (componente referente a las demás instalaciones de transmisión y conexiones). El RPB está subdividido en RBSE (ingreso referente a los activos de transmisión indicados en la Resolución ANEEL nº 167/2000, para las instalaciones de transmisión existentes en la época), más el RBNI (ingreso referente a los nuevos activos a ser incorporados al sistema de transmisión de la empresa), ambos reajustados anualmente por el IGP-M. El RBNI está sujeto a revisión tarifaria a cada cuatro años. En las nuevas concesiones, obtenidas en Subastas Públicas de Transmisión, el ingreso corresponderá al valor indicado en las ofertas, siendo fijo y reajustado anualmente por el IPCA a lo largo del período de concesión y está sujeto, también, a revisiones tarifarias a cada cuatro años, durante los 30 años de duración de la concesión.

4.22.2. Obligaciones Vinculadas a la Concesión del Servicio Público de Energía Eléctrica

Representan el saldo de valores y/o bienes recibidos del Gobierno Federal y de Consumidores en general, en asociación con la Compañía.

4.22.3. Reserva Global de Reversión - RGR

Título creado por el Decreto nº 41.019, del 26/02/1957, con vigencia extendida hasta 2035, por intermedio de la Ley nº 12.431, del 24/06/2011. Se refiere a un valor anual establecido por Aneel, pagado mensualmente en duodécimos por las concesionarias, con la finalidad de proveer fondos para reversión y/o toma de control del Servicio Público de Energía Eléctrica, como también para financiar la expansión y la mejora de ese servicio. Su valor anual equivale a 2,5% de las inversiones efectuadas por la concesionaria en activos vinculados a la prestación de servicio de energía eléctrica y está limitado a 3,0% de su ingreso anual. Su gestión está a cargo de Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás.

4.22.4. Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica -Proinfa

Instituido por la Ley nº 10.438/2002, en su art. 3º, alterado por el art. 9º de la Ley nº 10.762/2003, y por el artículo 2º de la Ley nº 10.889/2004, tiene el objetivo de aumentar la participación de fuentes alternativas renovables en la producción de energía eléctrica, privilegiando emprendedores que no tengan vínculos societarios con concesionarias de generación, transmisión, o distribución de energía eléctrica, con el propósito también de aumentar la participación de agentes en el Sector Eléctrico.

4.22.5. Compensación Financiera por la Utilización de Recursos Hídricos – CFURH

Creada por la Ley nº 7.990/1989, se destina a compensar los municipios afectados por la pérdida de tierras productivas, ocasionada por inundación de áreas en la construcción de embalses de plantas hidroeléctricas. Del importe recaudado mensualmente como compensación financiera, 45% se destina a los Estados, 45% a los Municipios, 3% al Ministerio de Medio Ambiente, 3% al Ministerio de Minas y Energía, y 4% al Ministerio de Ciencia y Tecnología. El cálculo de la CFURH se basa en la generación efectiva de las plantas hidroeléctricas, de acuerdo con la siguiente fórmula: CFURH = TAR x GH x 6,75%, en que TAR se refiere a la Tarifa Actualizada de Referencia, establecida anualmente por ANEEL (en R\$/MWh) y GH es el monto (en MWh) de la generación mensual de la planta hidroeléctrica. Su gestión está a cargo de Aneel.

4.22.6. Cuenta de Consumo de Combustibles Fósiles – CCC

Creada por el Decreto nº 73.102/1973 es pagada mensualmente por todos los agentes que comercialicen energía eléctrica con el consumidor final. Tiene como finalidad el rateo de los costos relacionados al consumo de combustibles para la generación de energía termoeléctrica en los Sistemas Aislados, especialmente en la Región Norte del País. Los valores de la CCC son fijados anualmente por Aneel para cada concesionaria, en función de su mercado y pueden variar por la necesidad de uso de las plantas termoeléctricas. Su gestión está a cargo de Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás.

4.22.7. Cuenta de Desarrollo Energético – CDE

Creada por la Ley nº 10.438/2002, con la finalidad de proveer fondos para: i) el desarrollo energético de los Estados; ii) la competitividad de la energía producida a partir de fuentes eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas, biomasa, gas natural y carbón mineral, en las áreas atendidas por los sistemas eléctricos interconectados; iii) promover la universalización del servicio público de energía eléctrica en todo el territorio nacional. Los fondos provienen: (i) de los pagos anuales realizados como Uso de Bien Público - UBP, establecidos en las concesiones de generación; (ii) multas aplicadas por ANEEL; y (iii) de los pagos de cuotas anuales por parte de todos los agentes que comercializan energía eléctrica con el consumidor final en el Sistema Interconectado Nacional - SIN, con base en los valores de la CCC de los sistemas interconectados referentes al año 2001, actualizados anualmente por el crecimiento del mercado y por el IPCA. Su gestión está a cargo del Ministerio de Minas y Energía y de Eletrobrás.

4.22.8. Investigación y Desarrollo - P&D

Creado por la Ley nº 9.991/2000, el programa de i&D establece que las concesionarias y permisionarias del servicio público de generación y transmisión de energía eléctrica quedan obligadas a invertir, anualmente, el valor de como mínimo 1% (uno por ciento) de su ingreso operativo neto en investigación y desarrollo del Sector Eléctrico. Los fondos se destinan al Ministerio de Ciencia y Tecnología, Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico - FNDCT, al Ministerio de Minas y Energía y a los agentes, a ser aplicados en proyectos aprobados por Aneel. Están involucrados en su gestión los Ministerios de Ciencia y Tecnología y de Minas y Energía, como también ANEEL y los propios agentes.

4.22.9. Tasa de Fiscalización del Servicio Público de Energía Eléctrica – TFSEE

Instituida por la Ley nº 9.427/1996, equivale a 0,5% del beneficio económico anual devengado por la concesionaria, permisionaria o autorizada del Servicio Público de Energía Eléctrica. Su valor anual es establecido por Aneel con la finalidad de constituir su ingreso para cubrir el costo de sus actividades. Para los segmentos de generación y de transmisión (productores independientes, autoproductores, concesionarios, permisionarios) el valor es determinado al inicio de cada año civil y para los distribuidores, el cálculo se efectúa en cada fecha de aniversario de la concesión. Los valores establecidos en resolución son pagados mensualmente en duodécimos y su gestión está a cargo de Aneel.

4.22.10. Cargo de Energía de Reserva - EER

Cargo cobrado a todos los usuarios del Sistema Interconectado Nacional - SIN, como resultado de la comercialización de la Energía de Reserva existente a partir del Decreto nº 6.353, del 16 de enero de 2008, con el objetivo de elevar la seguridad en el suministro de energía eléctrica del SIN. En enero de 2009, la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE pasó a representar a los agentes de consumo de esta energía y a responder por la centralización de la relación contractual entre las partes (Contratos de energía de Reserva - CER), por el pago del cargo y la gestión de la Cuenta de Energía de Reserva. El cargo se determina de acuerdo con las Reglas de Comercialización de Energía Eléctrica, aprobadas por medio de la Resolución Normativa de Aneel nº 385/2009.

4.22.11. Uso de Bien Público

Corresponde a los valores establecidos en el contrato de concesión para la explotación del potencial de energía hidráulica, el cual es registrado por el valor de las retribuciones al Poder Concedente por el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico, descontada a valor presente a la tasa implícita del proyecto.

4.22.12. Activos y Pasivos Regulatorios

La Compañía no reconoce en su contabilidad los activos y pasivos regulatorios, por que no cumplen con la definición de activos y/o pasivos, previstas en las prácticas internacionales de contabilidad y en el Pronunciamiento CPC que define la estructura conceptual para la elaboración y presentación de los estados contables.

5 - PROCEDIMIENTOS DE CONSOLIDACIÓN

I) Estos Estados Contables fueron preparadas de acuerdo con las normas establecidas por el Pronunciamiento Técnico CPC 18 (*IAS 28*), aprobado por la Deliberación CVM nº 605/2009 e incluyen a Chesf, sus coligadas y controladas en conjunto, a efectos de participaciones patrimoniales y de Consolidación Proporcional, según el siguiente cuadro:

<u>Empresas</u>	Participación directa de Chesf	
	30/11/2011	31/12/2010
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,0%	49,0%
Integração Transmissora de Energia S.A.	12,0%	12,0%
ESBR Participações S.A.	20,0%	20,0%
Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,5%	19,5%
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,5%	24,5%
Manaus Construtora Ltda.	19,5%	19,5%
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,0%	49,0%
Norte Energia S.A.	15,0%	15,0%
Pedra Branca S.A.	49,0%	49,0%
São Pedro do Lago S.A.	49,0%	49,0%
Sete Gameleiras S.A.	49,0%	49,0%
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,0%	-

II) Los Estados de Situación Patrimonial y los Estados de Resultados de las coligadas y controladas en conjunto, utilizadas para determinar el valor de la participación patrimonial proporcional y de la consolidación proporcional, de acuerdo con el Pronunciamiento Técnico CPC 18 (*IAS 28*), en sus ítems 24 y 25, son levantados en la misma fecha de los estados contables de la inversora. Entre tanto, de acuerdo con los mencionados pronunciamientos, se tornó necesaria la utilización de estados con desfasaje de hasta 30 días, acompañados de ajustes pertinentes, al momento de la ocurrencia de efectos de eventos y transacciones relevantes entre las fechas de los estados no coincidentes. De esta forma, se utilizaron los estados contables de las coligadas y controladas en conjunto del 30 de noviembre de 2011. La adopción de ese procedimiento presentó en 2011 un efecto irrelevante de R\$ 5.033 referente al resultado de un mes (diciembre) estando, por lo tanto, mantenida la comparabilidad con el ejercicio anterior.

III) Principales prácticas de consolidación:

- a) Eliminación de las inversiones de la inversora en las empresas controladas, como contrapartida a su participación en los respectivos patrimonios netos;
- b) Eliminación de los saldos de las cuentas entre la controlante y sus controladas en conjunto, como también de las cuentas mantenidas entre estas controladas.

Según determinación de la Instrucción CVM nº408/2004, los estados contables consolidados incluyen los saldos y las transacciones del fondo exclusivo, del cual la Compañía es la única cuotista, compuesto en su mayoría por títulos públicos de alta liquidez.

Los fondos exclusivos, cuyos estados contables son regularmente revisados/auditados sujetos a las obligaciones restringidas a pagos de servicios prestados por la administración de los activos, atribuidas a las operaciones de las inversiones, no existiendo obligaciones financieras relevantes.

6- EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Efectivo y depósitos bancarios	3.306	9.541	52.594	10.693
Inversiones financieras	265.332	289.856	511.430	487.300
Total	268.638	299.397	564.024	497.993

El efectivo y equivalentes de efectivo incluyen saldos de efectivo, depósitos bancarios a la vista y las inversiones financieras con liquidez inmediata, o sea, rápidamente convertibles en un monto conocido de efectivo y que están sujetos a un insignificante riesgo de cambio de valor.

La Compañía mantiene sus inversiones financieras de corto plazo, de liquidez inmediata, en un Fondo exclusivo extramercado con cartera compuesta, en su mayoría, de títulos de emisión del Tesoro Nacional, con Banco do Brasil Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A. – BB-DTVM, en los términos de la legislación específica para empresas estatales emanada del Decreto Ley nº 1.290, del 03/12/1973, y de la Resolución nº 3.284, del 25/05/2005, del Banco Central do Brasil, que estableció los mecanismos para las inversiones de las empresas públicas y de las sociedades de economía mixta integrantes de la Administración Federal Indirecta (nota 7). Son operaciones que tienen como característica liquidez diaria, bajo riesgo y, en este ejercicio, se obtuvo remuneración de 11,39%, correspondiente a 98,19% de los CDI.

Las inversiones financieras incluyen operaciones con compromiso de recompra que poseen garantía de recompra diaria por la institución financiera, a una tasa previamente establecida por las partes, y son respaldadas por títulos públicos (Letras Financieras del Tesoro – LFT), con rentabilidad media al DI CETIP ("CDI") y tasas prefijadas.

7- TÍTULOS Y VALORES MOBILIARIOS

Origen	Tipo de Inversión	Vencimiento	Controlante y Consolidado		
			Remuneración	31/12/2011	31/12/2010
Participaciones minoritarias			ICP/Dividendos		
	Acciones	-		42	42
	Provisión para pérdidas			(9)	(8)
				33	34
T.D.A.	-	Hasta 2019	TR + 3% a.a.	7.625	7.523
Tesoro Nacional	NTN-Serie P	09/07/2012	TR + 6% a.a.	373	358
	NTN-Serie P	09/07/2014	TR + 6% a.a.	178	170
	NTN-Serie P	28/12/2015	TR + 6% a.a.	332	318
				883	846
LFT	Fondo exclusivo	Hasta 90 días	11,39% a.a.	914.071	962.306
TOTAL				922.612	970.709
Corriente				917.439	965.124
No corriente				5.173	5.585

Las acciones ordinarias y preferidas representan, principalmente, participaciones minoritarias en empresas del Sector de Telecomunicaciones, están ajustadas al probable valor de realización y registradas en el Activo Corriente.

Los Títulos de la Deuda Agraria – TDA provienen de la acción de desapropiación del Gobierno Federal, por interés social, a efectos de reforma agraria, de propiedades rurales de la Compañía, en los términos del Estatuto de la Tierra – Ley nº 4.504, del 30/11/1964, y están clasificados como *títulos mantenidos hasta su vencimiento*. Los títulos registrados en el Activo No Corriente/Realizable a Largo Plazo, poseen vencimientos hasta 2019.

Las Notas del Tesoro Nacional – NTN - Serie P provienen de la venta de títulos de acciones representativos de participaciones minoritarias, depositados en el Fondo Nacional de Desestatización – FND, en conformidad con el Decreto nº 1.068/1994, y están registradas en el Activo No Corriente/Realizable a largo plazo y clasificadas como *títulos mantenidos hasta su vencimiento*.

La composición de la cartera de los fondos exclusivos se refiere sustancialmente a títulos públicos federales (LFTs) y está clasificada en el cuadro anterior según su naturaleza.

8- CLIENTES

Los créditos a recibir, de corto y largo plazos, provenientes de la venta de energía y de la disponibilidad del sistema de transmisión, presentan el siguiente perfil:

	Controlante					
	A vencer	Vencidos			Total	
		Hasta 90 días	Más de 90 días	Total	31/12/2011	31/12/2010
Consumidores industriales:						
Comerc. de energía – Contratos	70.550	4.653	78.234	82.887	153.437	139.423
Concesionarias y Permissionarias:						
Comerc. de energía – Contratos	388.888	14.809	78.035	92.844	481.732	591.861
Comercialización en CCEE	29.091	-	-	-	29.091	64.463
Conexión al sistema de transmisión	7.792	705	13.256	13.961	21.753	17.501
Sistema de transmisión	140.610	1.964	19.144	21.108	161.718	129.066
(-)Provisión para crédito de liquidación dudosa	-	-	(102.454)	(102.454)	(102.454)	(85.339)
	636.931	22.131	86.215	108.346	745.277	856.975

	A vencer	Consolidado				Total	
		Vencidos		Total	31/12/2011		
		Hasta 90 días	Más de 90 días				
Consumidores industriales:							
Comerc. de energía – Contratos	70.550	4.653	78.234	82.887	153.437	139.423	
Concesionarias y Permisionarias:							
Comerc. de energía – Contratos	388.888	14.809	78.035	92.844	481.732	591.861	
Comercialización en CCEE	29.091	-	-	-	29.091	64.463	
Conexión al sistema de transmisión	7.792	705	13.256	13.961	21.753	17.501	
Sistema de transmisión	147.450	2.001	19.440	21.441	168.891	136.233	
(-)Provisión para crédito de liquidación dudosa	-	-	(102.454)	(102.454)	(102.454)	(85.339)	
	643.771	22.168	86.511	108.679	752.450	864.142	

- PROVISIÓN PARA CRÉDITOS DE LIQUIDACIÓN DUDOSA**

	Controlante y Consolidado			
	31/12/2010	Provisión	Reversión	31/12/2011
Consumidores industriales	(81.084)	(17.172)	106	(98.150)
Concesionarias y Permisionarias	(862)	(782)	-	(1.644)
Otras	(3.393)	-	733	(2.660)
Corriente	(85.339)	(17.954)	839	(102.454)

La Provisión para Créditos de Liquidación Dudosa - PCLD es reconocida en un valor considerado suficiente por la Administración para cubrir las probables pérdidas en la realización de las cuentas por cobrar, cuya recuperación es considerada improbable. Considera un análisis individual de las cuentas por cobrar vencidas, de forma que se obtenga un juicio adecuado de los créditos considerados de difícil recibimiento, basándose en la experiencia de la Administración con relación a las pérdidas efectivas, en la existencia de garantías reales, entre otros.

- CRÉDITOS RENEGOCIADOS**

Una parte de los créditos por cobrar anteriormente mencionados sufrió renegociación, como sigue:

	Controlante y Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010
Companhia Energética do Piauí S.A.	3.064	58.026
Ligas do Brasil S.A.	14.228	11.199
Celpa S.A.	4.975	-
Santana Têxtil	1.384	-
	23.651	69.225
(-) Provisión para créditos de liquidación dudosa	(14.228)	(11.199)
Total	9.423	58.026

Los créditos de energía renegociados tienen las siguientes características:

- **Companhia Energética do Piauí S.A. - Cepisa**, controlada de Eletrobras – Término de Reconocimiento y Pago de Deuda nº 001/2007, firmado el 01/07/2007, por el valor de R\$ 121.569, pagable en 52 cuotas mensuales, a partir del 03/09/2007, ajustadas por el IGP-M más intereses de 1% a.m.
- **Ligas do Brasil S.A. – Libra**– Término de Confesión de Deuda, firmado entre Chesf y Ligas do Brasil S.A. – Libra, de fecha 01/09/2004, en el importe de R\$ 3.423, con pago en 36 cuotas mensuales, vencibles a partir del 25/09/2004, ajustadas por la tasa Selic, más intereses de 1% a.m. Las cuotas vencidas desde noviembre /2005 estaban en fase de cobranza judicial por medio del Proceso nº 0126653-84.2009.8.17.0001, presentado en la Justicia Estadual de Pernambuco, en la 24^a Jurisdicción Civil de la Capital. Con motivo del Acuerdo firmado entre Chesf y Libra, se solicitó la extinción del proceso nº 0126653-84.2009.8.17.0001, que ocurrió el 05/05/2010. Entre tanto, dicha transacción se refirió solamente a las facturas de consumo de energía eléctrica a vencer a partir de mayo de 2010. Chesf interpuso una Nueva Acción Ordinaria de cobranza, que se tramita en la 17^a Jurisdicción Civil de esta Capital, bajo el nº 00282992-95.2010.8.17.0001, con el objetivo de recuperar los créditos vencidos.
- La Compañía mantuvo en el ejercicio el registro de la provisión para créditos de liquidación dudosa de esos valores.
- **Celpa S.A.** – Término de Reconocimiento y Pago de Deuda 011/2011, firmado el 09/12/2011, por el valor de R\$ 7.380, pagable en tres cuotas, ajustadas por el IPCA más intereses de 1% a.m..
- **Santana Têxtil** – Término de Reconocimiento y Pago de Deuda, firmado el 07/12/2011, por el valor de R\$ 1.823, pagable en cuatro cuotas, ajustadas por el IGP-M más intereses de 1% a.m..

9 – TRIBUTOS Y CONTRIBUCIONES SOCIALES

a) Composición

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Corriente				
Tributos a recuperar	12.898	26.175	21.964	29.497
	12.898	26.175	21.964	29.497
No Corriente				
Tributos a recuperar	189.545	176.416	256.073	216.657
Activos fiscales diferidos	376.758	308.542	404.077	329.080
	566.303	484.958	660.150	545.737
	579.201	511.133	682.114	575.234

b) Tributos a recuperar

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Corriente				
IRPJ/CSLL	874	1.726	6.654	1.780
IR Fuente	82	82	2.721	3.329
Finsocial	1.717	1.611	1.717	1.611
PIS/Pasep	1.613	2.018	1.633	2.020
Cofins	7.430	9.295	7.514	9.300
Otros	1.182	11.443	1.725	11.457
	12.898	26.175	21.964	29.497
No Corriente				
IR Fuente	-	-	707	362
Finsocial	12.020	11.280	12.020	11.280
PIS/Pasep	-	-	11.741	7.115
Cofins	177.525	165.136	231.605	197.900
	189.545	176.416	256.073	216.657
	202.443	202.591	278.037	246.154

PIS/Pasep y Cofins – Inconstitucionalidad de la expansión de la base de cálculo

El Supremo Tribunal Federal – STF declaró la inconstitucionalidad del párrafo 1º del artículo 3º de la Ley nº 9.718/1998, que amplió la base de cálculo del PIS/Pasep y de la Cofins y dio un nuevo concepto a la facturación que pasó a contemplar todos los ingresos devengados por la persona jurídica independiente del tipo de actividad ejercida y la clasificación contable adoptada. Esta disposición no poseía previsión constitucional que la amparase, habiendo sido objeto de enmienda constitucional posterior.

La referida decisión solamente beneficia a las empresas autoras de las apelaciones extraordinarias juzgadas.

Con base en el Código Tributario Nacional – CTN, la Compañía ingresó, en junio de 2005, una apelación administrativa en la Secretaría de la Receita Federal do Brasil con el fin de obtener el reconocimiento del derecho y la restitución de los valores pagados en exceso como resultado de la declaración de inconstitucionalidad de la ampliación de la base de cálculo de esas contribuciones, por el STF.

Con el indeferimiento de la citada apelación por la Secretaría de la Receita Federal do Brasil, la Compañía ingresó dos acciones judiciales ordinarias para recuperar esos créditos de PIS/Pasep y de Cofins.

En la acción en que se discutía la expansión de la base de cálculo de la Cofins, la Compañía obtuvo éxito y ya hubo decisión jurídica final inapelable sobre el asunto. Consubstanciado en la opinión de sus consultores jurídicos sobre esa, con sentencia con decisión jurídica final inapelable, en el Comunicado Técnico nº 05/2009 de Ibracon y en el Pronunciamiento Técnico CPC 25 (IAS 37), aprobado por la Deliberación CVM nº 594/2009, la Compañía registró contablemente en este ejercicio, en el grupo de impuestos y contribuciones a recuperar, el monto estimado de crédito pleiteado a valor original ajustado, correspondiente a R\$ 177.525, los cuales serán futuramente compensados con tributos federales debidos por la Compañía, después de la posición del Poder Judicial sobre el valor actualizado de la cuestión.

Con relación a la acción en que se discute la expansión de la base de cálculo del Pis/Pasep, relativo al período de febrero de 1999 a noviembre de 2002, el proceso está en el Tribunal Regional Federal, 5ª Región, aguardando un pronunciamiento sobre el litigio. La compañía posee un crédito fiscal potencial, como resultado de esa acción, no reconocido contablemente que, actualizado al final del ejercicio, corresponde a R\$ 25.728.

c) Activos fiscales diferidos

• Impuesto a las ganancias persona jurídica y Contribución social

La Compañía mantiene reconocidos contablemente en su Activo No Corriente, en los términos de los Pronunciamientos Técnicos CPC 26 (IAS 1) y 32 (IAS 12), aprobados por las Deliberaciones CVM n° 595 y 599, ambas de 15/09/2009, activos diferidos, en el monto de R\$ 376.758, resultantes de diferencias temporarias, según la siguiente distribución:

	Controlante	Consolidado		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Diferencias temporarias				
. Norma Adm.DNAEE nº 250/1985 - efecto acreedor en 1994*	77.077	82.544	77.077	82.544
. Provisiones para contingencias	416.076	274.386	416.076	274.386
. Provisión para créditos de liquidación dudosa	102.454	94.714	102.454	94.714
. Provisión para pérdidas – estudios y proyectos	10.882	42.039	10.882	42.039
. Programa de incentivo a la desvinculación de personal	-	53.355	-	53.355
. Participación en los Beneficios o Resultados	102.451	91.241	102.451	91.241
. Ajustes iniciales provenientes de la Ley nº 11.638/2007	-	-	13.627	-
. Provisión Seguro de Vida – Valuación Actuarial	81.922	81.921	81.922	81.921
. Adopción de nuevas prácticas – BRGAAP	714.357	430.075	714.357	430.075
. Otras provisiones	17.243	16.225	51.618	24.127
	1.522.462	1.166.500	1.570.464	1.174.402
Pérdida fiscal	-	-	32.543	51.765
Base negativa de la contribución social	-	-	32.543	51.765
Créditos Fiscales				
. Impuesto a las ganancias sobre diferencias temporarias	246.673	210.986	258.674	213.021
. Impuesto a las ganancias sobre pérdida fiscal	-	-	8.087	13.067
. Contribución social sobre diferencias temporarias	130.085	97.556	134.405	98.288
. Contribución social sobre base negativa	-	-	2.911	4.704
No Corriente	376.758	308.542	404.077	329.080

*Solamente referente al impuesto a las ganancias.

Tales efectos tributarios contemplan la aplicación de las siguientes tasas: 9% para la Contribución social y para el Impuesto a las ganancias; 6,25% para los ajustes y reclasificaciones de la adopción de los nuevos pronunciamientos contables – teniendo en cuenta que influirán en el cálculo del incentivo fiscal – ; y para las demás diferencias temporarias la tasa de 15% sobre la base de cálculo, con adicional de 10%, en conformidad con la Ley nº 9.430, del 30/12/1996.

Los créditos fiscales relativos al Impuesto a las Ganancias - IRPJ y Contribución Social sobre el Beneficio Neto - CSLL, provenientes de diferencias temporarias – efectos inflacionarios registrados en los Bienes de Uso, Norma Administrativa DNAEE nº 250/1985, provisiones para contingencias, provisiones para créditos de liquidación dudosa, provisión para pérdidas – estudios y proyectos, programa de incentivo a la desvinculación de personal, participaciones en los beneficios o resultado, provisión para seguro de vida y adopción de las nuevas prácticas contables (BRGAAP), serán utilizados de acuerdo con la realización de los bienes de Uso, el resultado de acciones judiciales, o el resarcimiento y la recaudación de clientes, conclusión o destino de estudios o proyectos, desvinculaciones y desistencias, pagos a los empleados y por el movimiento de los beneficios post empleo como resultado de la adopción del CPC 33 (IAS 19), aprobado por la Declaración CVM nº 600, del 07/10/2009, respectivamente.

La realización de esos activos se estimó de acuerdo con la siguiente tabla:

	Controlante (BRGAAP)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)
2012	36.200	37.722
2013 a 2015	4.101	7.182
Después de 2015	336.457	359.173
	376.758	404.077

- **RÉGIMEN TRIBUTARIO DE TRANSICIÓN - RTT**

El Régimen Tributario Transitorio - RTT, instituido por la Medida Provisoria nº 449/2008, convertida en la Ley nº 11.941/2009, por medio del cual las determinaciones del IRPJ, de la CSLL, del PIS/PASEP y de la COFINS, continúan a ser determinadas sobre los métodos y criterios contables definidos por la Ley nº 6.404/1976, vigentes al 31 de diciembre de 2007. De esta forma, el impuesto a las ganancias y la contribución social diferidos, calculados sobre los ajustes resultantes de la adopción de las nuevas prácticas provenientes de la Ley nº 11.638/2007 y de las normas antes mencionadas, fueron registrados en estos Estados Contables, cuando corresponde, en conformidad con el Pronunciamiento Técnico CPC 32 (IAS 12) y la Instrucción CVM nº 371/2002.

Este régimen tendrá vigencia hasta la entrada en vigor de una ley que discipline los efectos fiscales de las nuevas prácticas financieras, buscando la neutralidad tributaria.

10—EXISTENCIAS

	Controlante y Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010
Materia prima para la producción de energía eléctrica	6.511	7.235
Material		
Almacén	57.026	55.869
Destinado a la venta	16.363	24.806
Otros	2.845	1.375
	76.234	82.050
Compras en curso	1.979	1.980
Anticipo a proveedores	374	298
	85.098	91.563

11 – PRENDAS Y DEPÓSITOS VINCULADOS

a) Composición

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Corriente				
Prendas y otros depósitos vinculados	11.003	12.003	36.297	54.731
	11.003	12.003	36.297	54.731
No Corriente				
Depósitos vinculados a litigios	267.930	213.430	269.401	218.368
Prendas y otros depósitos vinculados	27.855	41.129	33.022	44.086
	295.785	254.559	302.423	262.454
	306.788	266.562	338.720	317.185

b) Depósitos vinculados a litigios

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Laborales	114.121	108.044	114.122	108.044
Civiles	80.701	60.233	82.171	61.703
Fiscales	73.108	45.153	73.108	48.621
	267.930	213.430	269.401	218.368

Se refieren a valores vinculados a procesos existentes en las áreas judicial y administrativa. Del monto registrado el 31/12/2011, en la controlante, R\$ 188.457 están directamente relacionados a las provisiones relativas a procesos laborales y civiles, con riesgo de pérdida probable, presentados en la nota 24.

c) Prendas y otros depósitos vinculados

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Corriente				
Prendas referentes a subastas de energía eléctrica	11.000	12.000	11.000	12.000
Carta de crédito BB	-	-	25.283	-
Inversiones <i>time deposit</i>	-	-	-	42.722
Otros	3	3	14	9
	11.003	12.003	36.297	54.731
No Corriente				
Carta de crédito BNB	26.773	23.933	26.773	23.933
Garantía contractual BNB	1.082	1.082	1.082	1.082
Reserva de contrato BNDES	-	-	1.300	1.196
Carta de crédito BB	-	-	3.867	1.761
Depósito para incentivo de reinversión	-	16.114	-	16.114
	27.855	41.129	33.022	44.086
	38.858	53.132	69.319	98.817

12–ACTIVO FINANCIERO- CONCESIONES DE SERVICIO PÚBLICO

La Compañía posee contratos de concesión en los segmentos de generación y transmisión de energía eléctrica, firmados con el Poder Concedente – Gobierno Federal representado por Aneel-, siendo todos los contratos, por segmento, bastante similares en términos de derechos y obligaciones del concesionario y del Poder Concedente.

La tarificación de la transmisión es controlada por Aneel, reajustada anualmente y revisada a cada período de cuatro años, teniendo como base el mantenimiento del equilibrio económico financiero del contrato, considerando tanto las inversiones efectuadas por la Compañía como su estructura de costos y gastos. La cobranza de los servicios es efectuada diariamente a los usuarios de las líneas de transmisión, por la facturación del Ingreso Anual Permitido – RAP ajustada mensualmente por el Operador Nacional del Sistema eléctrico – ONS a través de avisos de créditos.

La generación de energía eléctrica obtiene su ingreso y sistema de recaudación mediante la definición de precio y la comercialización de energía se efectúa por medio de contratos firmados con las concesionarias de distribución, de los contratos de reserva de potencia y suministro de energía eléctrica, firmados con consumidores industriales directamente atendidos por la Compañía, de contratos oriundos de subastas de energía eléctrica, realizados por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE, y de subastas de compra y venta de energía eléctrica realizadas por comercializadores o consumidores libres. Las eventuales diferencias entre las energías generadas y vendidas en la forma de los contratos descritos, son comercializadas en el mercado de corto plazo, en el ámbito de la CCEE.

Los plazos y otras informaciones sobre las concesiones se describen en la Nota 2.

La ICPC 01 (*IFRIC 12*) y la OCPC 05 orientan a los concesionarios sobre la forma de contabilización de concesiones de servicios públicos y definen los principios generales de reconocimiento y medición de los derechos y obligaciones relacionados a los contratos de concesión de esos servicios.

La ICPC 01 (*IFRIC 12*) se aplica a los contratos de concesión público privados en los cuales el Poder Concedente:

- Controla o regula el tipo de servicios que pueden ser suministrados con recurso a las infraestructuras subyacentes;
- Controla o regula el precio al cual los servicios son suministrados;
- Controla/tiene interés significativo en la infraestructura al final de la concesión.

En los términos de la ICPC 01 (*IFRIC 12*) una concesión público privada debe presentar las siguientes características:

- Existe una infraestructura subyacente a la concesión que es utilizada para prestar servicios;
- Existe un acuerdo/contrato entre el concedente y el operador;
- El operador presta un conjunto de servicios durante la concesión;
- El operador recibe una remuneración a lo largo de todo el contrato de concesión, ya sea directamente del concedente o de los utilizadores de las infraestructuras, o de ambos;
- Las infraestructuras son transferidas para el concedente al final de la concesión, en forma gratuita u onerosa.

En el negocio de generación de energía, la ICPC 01 (*IFRIC 12*) no es aplicable, manteniendo la infraestructura clasificada en los Bienes de Uso.

En el negocio de Transmisión de energía eléctrica, la ICPC 01 (*IFRIC 12*) es aplicable con la utilización del Modelo Financiero.

Como resultado de la adopción de esas normas y del contrato de concesión del servicio público de transmisión de energía eléctrica, que le da el derecho de cobrar por el uso de la infraestructura de la concesión, la Compañía y sus *controladas en conjunto* reconocieron un Activo Financiero correspondiente a la remuneración por el uso de la infraestructura y un Activo Financiero indemnizable correspondiente al valor debido por el Poder Concedente.

La Compañía poseía, al 31 de diciembre de 2011, R\$ 4.245.062 como cuentas por cobrar del Poder Concedente, referente al monto esperado de valores por cobrar al final de las concesiones (R\$ 3.970.371, al 31 de diciembre de 2010). Los valores de los activos financieros a ser recibidos durante la concesión (Activo financiero – RAP) fueron reconocidos por la diferencia entre el valor justo de los Activos Financieros – concesión del servicio público y el Activo financiero – indemnizable siendo que éste representa el valor residual de los activos construidos o adquiridos para la prestación de los servicios de concesión al término del contrato.

El valor justo del activo se determina por medio del flujo de efectivo de los contratos, que contemplan las entradas de efectivo previstas a través del Ingreso Anual Permitido – RAP, deduciendo el componente correspondiente a la remuneración de los costos con operación y mantenimiento de los activos, además de la indemnización prevista al término del contrato de concesión, ajustado por la correspondiente tasa interna de retorno.

En 2011, esos activos financieros tuvieron el siguiente movimiento:

Transmisión	Saldo 31/12/2010	Controlante			Saldo 31/12/2011
		Ingresos	Actualización	Amortización	
Activo financiero indemnizable	3.970.371	274.691	-	-	4.245.062
Activo financiero – RAP	1.705.721	306.398	617.491	(802.691)	1.826.919
Total	5.676.092	581.089	617.491	(802.691)	6.071.981

Transmisión	Consolidado				Saldo 31/12/2011
	Saldo 31/12/2010	Movimiento	Actualización	Amortización	
Activo financiero indemnizable	3.982.522	308.570	-	-	4.291.092
Activo financiero – RAP	2.346.248	634.698	702.196	(873.998)	2.809.144
Total	6.328.770	943.268	702.196	(873.998)	7.100.236

13- OTROS ACTIVOS

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Corriente				
Anticipos a empleados	19.125	16.849	19.344	16.869
Reserva Global de Reversión	-	474	-	474
Financiaciones a terceros	2.323	227	2.323	227
Ventas en curso	7.889	7.898	7.891	7.898
Desactivaciones en curso	18.098	29.353	18.233	29.489
Primas de seguros	2.914	3.084	8.023	7.261
Gastos reembolsables	4.432	3.263	4.432	3.263
Ventas de bienes y derechos	1.473	1.486	1.473	1.488
Anticipos a proveedores	8.490	5.771	8.693	5.809
Anticipos a Eletropar	5.279	5.279	5.279	5.279
Dividendos a recibir	13.293	676	4.252	-
Servicios prestados a terceros	6.335	4.144	21.556	4.144
Servicios en curso	92.244	80.642	93.354	80.915
Otros	7.839	6.190	9.528	8.697
	189.734	165.336	204.381	171.813
No Corrientes				
Anticipos a Eletropar	1.456	1.456	1.456	1.456
FGTS - Cuenta-Empresa	3.926	3.764	3.926	3.765
Primas de seguros	-	-	13.171	16.000
Bienes destinados a la venta	12.122	11.107	12.128	11.113
Reserva Global de Reversión	9.965	-	9.965	-
Otros	13.228	5.189	13.242	5.193
	40.697	21.516	53.888	37.527
Total	230.431	186.852	258.269	209.340

14 - INVERSIONES

Composición:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
1. Participaciones societarias				
<u>Coligada</u>				
· Energética Águas da Pedra S.A.	75.638	61.286	75.638	61.286
<u>Controladas en conjunto</u>				
· STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	195.267	193.244	-	-
· Integração Transmissora de Energia S.A.	31.692	28.530	-	-
· Interligação Elétrica do Madeira S.A.	179.878	61.574	-	-
· ESB Participações S.A.	554.408	412.001	-	-
· Manaus Transmissora de Energia S.A.	122.268	(18.187)	-	-
· Manaus Construtora Ltda.	6.392	5.949	-	-
· TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	15.235	13.018	-	-
· Norte Energia S.A.	217.672	26.669	-	-
· Pedra Branca S.A.	1.737	158	-	-
· São Pedro do Lago S.A.	1.803	157	-	-
· Sete Gameleiras S.A.	1.850	158	-	-
· Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	980	-	-	-
	1.404.820	784.557	75.638	61.286
<u>Otras participaciones</u>				
	535	550	535	550
	1.405.355	785.107	76.173	61.836
2. Otras inversiones				
• Bienes y derechos para uso futuro – Estudios y proyectos	2.250	2.250	2.250	2.250
• Otros	1.093	1.089	1.093	1.089
	3.343	3.339	3.343	3.339
Total	1.408.698	788.446	79.516	65.175

STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.

En conformidad con la política del Gobierno Federal de atraer capitales privados, con el objetivo de incrementar las inversiones en el Sector Eléctrico, y en la forma establecida por la Ley nº 10.438/2002, el Consorcio AC Transmissão, formado por Chesf y por Cia. Técnica de Engenharia Elétrica - Alusa, actual Alupar Investimentos S.A., participó en la Subasta nº 001/2003-ANEEL para el otorgamiento de concesión de líneas de transmisión, venciendo el lote C, correspondiente a una línea de transmisión de 546 km, de 500 kV, en el tramo Teresina-PI/Sobral y Fortaleza-CE, según los términos del Contrato de Concesión nº 005/2004 ANEEL, firmado el 18 de febrero de 2004, con plazo de concesión de 30 (treinta) años.

En este sentido, el 27/10/2003 se constituyó la empresa STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A., con el objetivo de construir y operar la referida línea de transmisión, cabiéndoles a Alupar 51% y a Chesf 49%, en la participación accionaria de STN. El proyecto se concluyó en diciembre/2005 y la operación comercial se inició en enero/2006.

Todavía en el ámbito de esta controlada en conjunto, Chesf mantiene con STN contratos para la operación y mantenimiento de la referida línea de transmisión, habiendo devengado en el ejercicio de 2011 un ingreso de R\$ 2.055 por la prestación de esos servicios. La Compañía también registró, en el mismo período, un resultado positivo de participación patrimonial proporcional de R\$ 28.314.

Integração Transmissora de Energia S.A.

La Compañía también posee una controlada en conjunto en la actividad de transmisión de energía con la empresa Integração Transmissora de Energia S.A. - Intesa, constituida el 20/12/2005, con participación de 12% del capital. El objeto social de Intesa es la construcción, implantación, operación y mantenimiento del Servicio Público de Transmisión de energía Eléctrica de la Red Básica del Sistema Eléctrico Interconectado, compuesto por la línea de transmisión de 500kV Colinas/Serra da Mesa 2, 3º circuito, entradas de línea e instalaciones vinculadas, en los términos del Contrato de Concesión nº 002/2006 - ANEEL, firmado con el Poder Concedente, el 27/04/2006, por medio de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL, con plazo de concesión de 30 (treinta) años.

Intesa tiene un capital autorizado de R\$ 150 millones, en acciones ordinarias nominativas, sin valor nominal. Los demás participantes de la sociedad son: Fundo de Investimentos em Participações Brasil Energia - FIP, con 51%, y Eletronorte, con 37%. La operación comercial de Intesa se inició el 30/05/2008. La Compañía registró, en el ejercicio, un resultado positivo de participación patrimonial proporcional de R\$ 3.095.

Energética Águas da Pedra S.A.

Todavía en el ámbito de las Inversiones, la Compañía mantiene como controlada en conjunto en la actividad de generación de energía a Energética Águas da Pedra S.A., constituida el 03/04/2007, en la cual posee participación de 24,5%, junto con Eletronorte (24,5%) y Neoenergia S.A. (51,0%). La referida empresa tuvo origen en el Consorcio Aripuanã, ganador de la Subasta nº 004/2006-ANEEL, realizada el 10/10/2006, relativa a la contratación de energía proveniente de nuevos proyectos, con posterior otorgamiento de concesión dentro del Ambiente de Contratación Regulada - ACR, para la implantación de la Planta Hidroeléctrica Dardanelos - PHE Dardanelos, con inversión prevista de R\$ 738 millones. La PHE Dardanelos será implantada en el Río Aripuanã, situado al norte del Estado de Mato Grosso, con potencia de 261 MW y energía promedio asegurada total de 154,9 MW, para abastecer el municipio de Aripuanã y, posteriormente, el Sistema Interconectado Nacional - SIN. Las primeras máquinas entraron en operación en 2011, habiendo sido comercializados 147 MW medios para el período de 2011 a 2041. El plazo de concesión del proyecto es de 35 (treinta y cinco) años a partir del 03/07/2007, fecha de la firma de su Contrato de Concesión nº 002/2007-MME-UHE DARDANELOS. La Compañía registró en el ejercicio de 2011 un resultado positivo de participación patrimonial proporcional, en el valor de R\$ 18.604.

Interligação Elétrica do Madeira S.A.

La Compañía también participa en la empresa controlada en conjunto de la actividad de transmisión, Interligação Elétrica do Madeira S.A., creada a partir de la Subasta ANEEL - 007/2008, de la cual posee 24,5% del capital social, junto con las empresas Furnas Centrais Elétricas S.A., con 24,5%, y CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, 51%. La referida sociedad, constituida el 18/12/2008, tiene como objeto la construcción, implantación, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la red básica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SIN, específicamente de las LT Coletora Porto Velho (RO) - Araraquara 2 (SP) número 01, en CC, +/- 600 kV, Estación Rectificadora número 02 CA/CC, 500 kV/ +/- 600 kV - 3.150 MW, Estación Inversora número 02 CC/CA +/- 600 kV/500 kV - 2.950 MW y demás obras complementarias, en los términos de los Contratos de Concesión nº 13/2009-ANEEL y nº 15/2009-ANEEL. En el ejercicio de 2011, la Compañía aportó en la controlada en conjunto R\$ 107.432, y un resultado positivo de participación patrimonial proporcional de R\$ 10.872.

ESBR Participações S.A.

La Compañía tiene una participación de 20% en el capital social de la empresa ESBR Participações S.A., constituida el 12/02/2009, controlada en conjunto en la actividad de generación, junto con las empresas Suez Energy South America Participações Ltda., 50,1%, Eletrosul Centrais Elétricas S.A., 20%, y Camargo Corrêa Investimentos em Infra-Estrutura S.A., 9,9%. ESBR Participações S.A. pasó a tener la totalidad de las acciones de la empresa Energia Sustentável do Brasil S.A., a partir de mayo/2009. La Compañía se asoció a las empresas mencionadas para participar en la Subasta nº 005/2008-ANEEL, que dio origen a la Empresa energía Sustentável de Brasil S.A. con el objetivo de obtener la concesión y la comercialización de la energía proveniente de la Planta Hidroeléctrica Jirau - PHE Jirau -, en el Río Madeira, municipio de Porto Velho, capital del Estado de Rondônia, con potencia instalada mínima de 3.750 MW, y entrada en operación prevista para 2013. El plazo de concesión del proyecto es de 35 (treinta y cinco) años a partir del 13/08/2008, fecha de la firma de su Contrato de Concesión nº 002/2008 - MME-UHE JIRAU. La Compañía realizó, en el ejercicio de 2011, un aporte de capital en esta controlada de R\$ 142.800 y un registró un resultado negativo de participación patrimonial proporcional agregado a otros resultados completos en el monto de R\$ 393.

Manaus Transmissora de Energia S.A.

Empresa creada a partir del Consorcio Amazonas y constituida el 22/04/2008 para la implantación de las líneas de transmisión de 500 kV Oriximiná (PA) - Itacoatiara (AM), con extensión aproximada de 374 km, e Itacoatiara (AM) - Cariri (AM), con 212 km de extensión aproximada, construcción de la subestación Silves (antes denominada Itacoatiara) de 500/138 kV (150 MVA) y de la subestación Lechuga (antes denominada Cariri) de 500/230 kV (1.800 MVA), según el Contrato de Concesión nº 010/2008 - ANEEL, con plazo de concesión de 30 (treinta) años, a partir del 16/10/2008, fecha de la firma del contrato, de la cual la Compañía posee 19,5% del capital social, junto con las empresas Abengoa Holding, de España, con 50,5%, y Eletronorte, con 30%. La inversión total presupuestada es de R\$ 1.421 millones, con inicio de operación previsto para mayo/2012. La Compañía registró, en el

ejercicio, un ingreso por la prestación de servicios en esa controlada en el monto de R\$ 1.722, la Compañía realizó, en el ejercicio de 2011, un aporte de capital en esta controlada de R\$ 148.029 y registró un resultado negativo de participación patrimonial proporcional agregado a otros resultados completos, en el monto de R\$ 7.574.

Manaus Construtora Ltda.

El 30 de enero de 2009, se constituyó la empresa Manaus Construtora Ltda., de la cual la Compañía es socia con 19,5%, en conjunto con Abengoa Holding (50,5%), y Eletronorte, con 30%. Esta empresa tiene como objetivo la construcción, montaje y suministro de materiales, mano de obra y equipos para la línea de transmisión de 500 kV Oriximiná/Cariri CD, la subestación Silves (antes denominada Itacoatiara) de 500/138 kV y la subestación Lechuga (antes denominada Cariri) de 500/230 kV, entradas de línea e instalaciones vinculadas, como también las demás instalaciones necesarias a las funciones de medición, supervisión, protección, comando, control y telecomunicación, a ser integrada a la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional. La Compañía registró en el ejercicio de 2011 un resultado positivo de participación patrimonial proporcional en el monto de R\$ 8.875.

TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

La Compañía participó en este ejercicio del Consorcio Nordeste de Transmissão de Energia, vencedor del Lote C de la Subasta nº 005/2009, promovido por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL el 27 de noviembre de 2009, con el objetivo de la construcción, implantación, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la red básica del Sistema Interconectado Nacional, específicamente de la Línea de Transmisión São Luiz II - São Luiz III, de 230 kV, localizada en el estado de Maranhão, de las subestaciones Pecém II, de 500 kV y Aquiraz II, de 230 kV, localizadas en el estado de Ceará. A partir de ese consorcio, el 12 de enero de 2010 se constituyó la empresa TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A., en la ciudad de Recife, estado de Pernambuco, en la cual Chesf participa con 49% y ATP Engenharia Ltda. con 51%. El plazo de concesión del proyecto es de 30 años, a partir del 12 de julio de 2010, fecha de la firma del Contrato de Concesión nº 004/2010 ANEEL, con inversión prevista de R\$ 240 millones. La Compañía registró en el ejercicio de 2011 un resultado positivo de participación patrimonial proporcional de R\$ 2.217.

Norte Energia S.A.

La Compañía posee 15% de participación societaria en la empresa Norte Energia S.A., creada el 21/07/2010, a partir del Consorcio Norte Energia, vencedor de la Subasta nº 006/2009-ANEEL, cuyo objeto es la concesión y la comercialización de energía proveniente de la Planta Hidroeléctrica Belo Monte, de la cual Chesf participa con 15%, junto con Eletrobras, 15%, Eletronorte 19,98%, Fundação Petrobras de Seguridade Social – Petros 10%, J. Malucelli Energia S.A., 0,25%, Vale S.A., 9,00%; Caixa FIP Cevix, 5,00%; Sinobras - Siderúrgica Norte Brasil S.A, 1,00%; Fundação dos Economiários Federais - Funccef, 5,00%, Belo Monte Participações S.A., 10,00%; y Amazônia Energia Participações S.A., 9,77%. La PHE Belo Monte será instalada en el Rio Xingu, en el municipio de Vitória de Xingu, en Pará. La capacidad mínima a ser instalada es de 11.233,1 MW, garantía física de 4.571 MW medios y embalse con área de 516 quilómetros cuadrados, con plazo de concesión de 35 (treinta y cinco) años, a partir del 26 de agosto de 2010. En el ejercicio de 2011, la Compañía realizó aportes de capital en ese proyecto en el monto de R\$ 192.000 y registró un resultado negativo de participación patrimonial proporcional R\$ 997.

Pedra Branca, São Pedro do Lago e Sete Gameleiras

La Compañía forma parte de los consorcios Pedra Branca, São Pedro do Lago y Sete Gameleiras, constituidas el 07/10/2010 -, vencedores de la Subasta nº 007/2010-ANEEL, cuyo objeto fue la contratación, en el ambiente regulado, de energía de fuentes alternativas de generación, en la modalidad por disponibilidad de energía, con inicio de abastecimiento previsto para enero de 2013 y plazo de duración de treinta y cinco años, proveniente de tres parques eólicos localizados en la región nordeste – EOL Pedra Branca, EOL São Pedro do Lago y EOL Sete Gameleiras, formados por Chesf, con participación de 49%, y Brennand Energia, con 51%, y capacidad para generar 30,0 MW cada uno. En el ejercicio 2011, la Compañía realizó aportes de capital en esas empresas en el monto de 1.758, R\$ 1.790 y R\$ 1.850, respectivamente. También registró un resultado negativo de participación patrimonial proporcional de R\$ 179, R\$ 144 e R\$ 158, respectivamente.

Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.

La Compañía participó en el Consorcio Extremoz, vencedor del Lote A de la Subasta nº 001/2011, promovida por Aneel, el 10 de junio de 2011, cuyo objetivo es la construcción, montaje, operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional, específicamente la LT Ceará Mirim – João Câmara II, CS, de 500 kV, con 64

km; LT Ceará Mirim – Campina Grande III, CS, de 500 kV, con 201 km; LT Ceará Mirim – Extremoz II, CS, de 230 kV, con 26 km; LT Campina Grande III – Campina Grande II, CS, de 230 kV, con 8,5 km; SE João Câmara II, 500 kV; SE Campina Grande III, 500/230 kV; SE Ceará Mirim, 500/230 kV, e instalación de transmisión de interés exclusivo de las centrales de generación para conexión compartida – ICG, banco de transformadores 500/138 kV en la SE João Câmara II. A partir de ese consorcio, el 07/07/2011, se constituyó la empresa Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A. compuesta por Chesf, con participación de 49% y por CTEEP – Companhia de Transmissão de Energía Eléctrica Paulista con 51%. El plazo de concesión del proyecto es de 30 años para las instalaciones de transmisión que van a formar parte de la Red Básica del SIN, y de 18 años para las instalaciones de transmisión de interés exclusivos de las centrales de generación para conexión compartida – ICG, contados a partir del 13 de octubre de 2011, según Contrato de Concesión nº 008/2011 ANEEL.

Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

A partir del Consorcio Garanhuns, vencedor del Lote L de la Subasta nº 004/2011, promovida por Aneel el 02 de septiembre de 2011, cuyo objetivo es la construcción, montaje, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional, específicamente LT Luis Gonzaga – Garanhuns, de 500 kV, con 224 km; LT Garanhuns – Campina Grande III, de 500 kV, con 190 km; LT Garanhuns – Pau Ferro, de 500 kV, con 239 km; LT Garanhuns – Angelim I, de 230 kV, con 13 Km; SE Garanhuns, 500/230 kV; SE Pau Ferro, 500/230 kV, se constituyó la empresa Interligação Elétrica Garanhuns S.A., el 22/09/2011, compuesta por Chesf con participación de 49% y por CTEEP – Companhia de Transmissão de Energía Eléctrica Paulista con 51%. El plazo de concesión del proyecto es de 30 años, cuya homologación y adjudicación fue publicada el 06/10/2011. La Compañía realizó, en el ejercicio de 2011, un aporte de capital en esa SPE en el monto de R\$ 980.

Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I y Caiçara II.

La Compañía, en consorcio con la empresa francesa Voltalia, venció la Subasta nº 007/2011, promovido por Aneel, el 20 de diciembre de 2011, cuyo objeto fue la compra de energía proveniente de nuevos proyectos de generación eólica. Las plantas Junco I y II, de 30 MW cada una, y Caiçara I y II, de 20 MW y 21 MW respectivamente. Las plantas eólicas serán construidas en el municipio de Jijoca de Jericoacoara, en el Estado de Ceará y totalizarán 111,6 MW de potencia instalada, con una inversión del orden de R\$ 370 millones, con inicio de operación previsto para enero de 2016. La participación de la Compañía en esos cuatro proyectos eólicos será de 49% y 51% de la empresa francesa Voltalia, por medio de SPEs en fase de constitución.

Participación Patrimonial Proporcional

Coligada y controladas en conjunto	Participación (%)	Inversiones	Patrimonio Neto	Resultado al 30/11/2011	Participación Patrimonial Proporcional	Otros Resultados Completos
<u>Coligada</u>						
Energética Águas da Pedra S.A.	24,5	75.638	308.726	75.935	18.604	-
<u>Controladas en conjunto</u>						
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,0	195.267	398.504	57.784	28.314	-
Integração Transmissora de Energia S.A.	12,0	31.692	264.102	25.792	3.095	-
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,5	179.878	734.196	44.376	10.872	-
ESBR Participações S.A.	20,0	554.408	2.772.041	(18.230)	(3.646)	3.253
Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,5	122.268	627.014	(41.231)	(8.040)	466
Manaus Construtora Ltda.	19,5	6.392	32.782	45.513	8.875	-
TDG -Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,0	15.235	31.092	4.524	2.217	-
Norte Energia S.A.	15,0	217.672	1.451.146	(6.647)	(997)	-
Pedra Branca S.A.	49,0	1.737	3.544	(365)	(179)	-
São Pedro do Lago S.A.	49,0	1.803	3.679	(294)	(144)	-
Sete Gameleiras S.A.	49,0	1.850	3.776	(322)	(158)	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,0	980	2.000	-	-	-

Estado del Movimiento de Inversiones

Coligada y controladas en conjunto	31/12/2010	Aumento de Capital	Participación Patrimonial Proporcional	Otros Resultados Completos	Dividendos	31/12/2011
<u>Coligada</u>						
Energética Águas da Pedra S.A.	61.286	-	18.604	-	(4.252)	75.638
<u>Controladas en conjunto</u>						
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	193.244	-	28.314	-	(26.291)	195.267
Integração Transmissora de Energia S.A.	28.530	-	3.095	-	67	31.692
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	61.574	107.432	10.872	-	-	179.878
ESBR Participações S.A.	412.001	142.800	(3.646)	3.253	-	554.408
Manaus Transmissora de Energia S.A.	(18.187)	148.029	(8.040)	466	-	122.268
Manaus Construtora Ltda.	5.949	-	8.875	-	(8.432)	6.392
TDG -Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	13.018	-	2.217	-	-	15.235
Norte Energia S.A.	26.669	192.000	(997)	-	-	217.672
Pedra Branca S.A.	158	1.758	(179)	-	-	1.737
São Pedro do Lago S.A.	157	1.790	(144)	-	-	1.803
Sete Gameleiras S.A.	158	1.850	(158)	-	-	1.850
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	980	-	-	-	980
TOTAL	784.557	596.639	58.813	3.719	(38.908)	1.404.820

Resumen de los Estados Contables de las Empresas Coligada y Controladas en Conjunto

ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL

Empresas	2011								2010								
	Activo				Pasivo				Activo				Pasivo				
	No Corriente		Bienes de uso Intangible e Inversiones		Total	Corriente	No Corriente	Patrimonio Neto	No Corriente		Bienes de Uso, Intangible e Inversiones		Total	Corriente	No Corriente	Patrimonio Neto	Total
	Corriente	Otros	Total	Corriente					Corriente	Otros	Total	Corriente	Total	Corriente	No Corriente	Patrimonio Neto	Total
Energética Águas da Pedra	62.431	1.723	797.135	861.289	70.696	481.867	308.726	861.289	24.156	1.397	770.053	795.606	39.148	506.311	250.147	795.606	
ESBR Participações	960.849	416.106	8.625.357	10.002.312	549.213	6.681.058	2.772.041	10.002.312	1.020.957	299.345	5.304.069	6.624.371	320.032	4.244.333	2.060.006	6.624.371	
STN	157.937	520.576	847	679.360	29.101	251.755	398.504	679.360	151.915	520.798	3.847	676.560	24.820	257.365	394.375	676.560	
Integração Transmissora de Energia	103.176	515.519	-	618.695	47.025	307.568	264.102	618.695	86.710	532.988	-	619.698	46.195	335.749	237.754	619.698	
Interligação Elétrica do Madeira	154.030	1.477.496	331	1.631.857	869.739	27.922	734.196	1.631.857	19.641	600.913	284	620.838	364.455	5.062	251.321	620.838	
Manaus Transmissora	100.693	1.357.311	-	1.458.004	816.587	14.403	627.014	1.458.004	53.796	660.271	-	714.067	779.801	27.532	(93.266)	714.067	
Manaus Construtora	83.762	-	-	83.762	50.980	-	32.782	83.762	33.221	-	-	33.221	2.714	-	30.507	33.221	
TDG	32.253	73.763	110	106.126	68.735	6.299	31.092	106.126	1.730	24.797	104	26.631	62	-	26.569	26.631	
Norte Energia	407.209	34.448	2.468.397	2.910.054	1.313.891	145.017	1.451.146	2.910.054	81.512	27.880	202.871	312.263	147.076	-	165.187	312.263	
Pedra Branca	1.099	14	23.364	24.477	20.929	4	3.544	24.477	264	-	74	338	15	-	323	338	
São Pedro do Lago	919	18	24.367	25.304	21.625	-	3.679	25.304	245	-	93	338	16	-	322	338	
Sete Gameleiras Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	1.011	14	26.418	27.443	23.667	-	3.776	27.443	254	-	86	340	16	-	324	340	
	2.000	-	-	2.000	-	-	2.000	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total	2.067.369	4.396.988	11.966.326	18.430.683	3.882.188	7.915.893	6.632.602	18.430.683	1.474.401	2.668.389	6.281.481	10.424.271	1.724.350	5.376.352	3.323.569	10.424.271	

Nota: Fecha base de los estados contables según la nota 5.

ESTADO DE RESULTADOS

Empresas	2011								2010							
	Ingreso Operativo Neto	Gasto Operativo	Resultado del Servicio	Resultado Financiero	Resultado Operativo	I.Ganancias y Cont. Social	Incentivos Fiscales	Resultado del Ejercicio	Ingreso Operativo Neto	Gasto Operativo	Resultado del Servicio	Resultado Financiero	Resultado Operativo	I.Ganancias y Cont. Social	Incentivos Fiscales	Resultado del Ejercicio
Energética Águas da Pedra	155.416	(61.819)	93.597	(12.666)	80.931	(4.996)	-	75.935	-	(1.920)	(1.920)	(88)	(2.008)	660	-	(1.348)
ESBR Participações	87	(32.095)	(32.008)	4.445	(27.563)	9.333	-	(18.230)	-	(31.588)	(31.588)	3.238	(28.350)	13.592	-	(14.758)
STN Integração Transmissora de Energia	114.658	(17.012)	97.646	(27.524)	70.122	(21.399)	9.061	57.784	124.521	(21.570)	102.951	(24.098)	78.853	(20.743)	9.769	67.879
Interligação Elétrica do Madeira	68.616	(10.342)	58.274	(26.146)	32.128	(10.746)	4.410	25.792	73.600	(13.953)	59.647	(30.061)	29.586	(11.422)	5.540	23.704
Manaus Transmissora	875.174	(807.938)	67.236	-	67.236	(22.860)	-	44.376	508.244	(495.467)	12.777	(3)	12.774	(4.344)	-	8.430
Manaus Construtora	695.086	(678.888)	16.198	(72.946)	(56.748)	15.517	-	(41.231)	416.562	(403.951)	12.611	(82.351)	(69.740)	23.683	-	(46.057)
TDG	73.715	(21.024)	52.691	997	53.688	(8.175)	-	45.513	44.955	(10.194)	34.761	1.149	35.910	(5.404)	-	30.506
Norte Energia	-	(46.676)	(46.676)	37.645	(9.031)	2.384	-	(6.647)	-	(7.245)	(7.245)	3.878	(3.367)	1.144	-	(2.223)
Pedra Branca	-	(410)	(410)	61	(349)	(16)	-	(365)	-	(7)	(7)	(1)	(8)	-	-	(8)
São Pedro do Lago	-	(338)	(338)	59	(279)	(15)	-	(294)	-	(9)	(9)	-	(9)	-	-	(9)
Sete Gameleiras	-	(371)	(371)	65	(306)	(16)	-	(322)	-	(7)	(7)	-	(7)	-	-	(7)
Total	2.056.515	(1.747.975)	308.540	(91.857)	216.683	(43.319)	13.471	186.835	1.167.882	(986.599)	181.283	(128.181)	53.102	(2.834)	15.309	65.577

Nota: Fecha base de los estados contables según la nota 5.

15 – BIENES DE USO
a) Bienes de Uso clasificados por naturaleza y actividad

	Tasas medias anuales de depreciación (%)	Controlante			31/12/2010	
		31/12/2011	Costo	Depreciación acumulada	(-) Obligaciones vinculadas a la concesión	Valor neto
En servicio						
Generación	2,36%	18.020.392	(7.970.258)	(89.930)	9.960.204	9.986.324
Administración	7,46%	1.208.721	(659.315)	(32.712)	516.694	521.453
		19.229.113	(8.629.573)	(122.642)	10.476.898	10.507.777
En curso						
Generación		564.568	-	-	564.568	409.324
Administración		132.401	-	-	132.401	91.759
		696.969	-	-	696.969	501.083
		19.926.082	(8.629.573)	(122.642)	11.173.867	11.008.860

	Tasas medias anuales de depreciación (%)	Consolidado			31/12/2010	
		31/12/2011	Costo	Depreciación acumulada	(-) Obligaciones vinculadas a la Concesión	Valor neto
En servicio						
Generación	2,36%	18.020.500	(7.970.272)	(89.930)	9.960.298	9.986.324
Administración	7,46%	1.209.552	(659.379)	(32.712)	517.461	521.776
		19.230.052	(8.629.651)	(122.642)	10.477.759	10.508.100
En curso						
Generación		2.652.686	-	-	2.652.686	1.482.628
Administración		133.076	-	-	133.076	91.810
		2.785.762	-	-	2.785.762	1.574.438
		22.015.814	(8.629.651)	(122.642)	13.263.521	12.082.538

La administración de la Compañía evaluó, al 31 de diciembre de 2011, y lo hará anualmente, o siempre que alguna circunstancia así lo determine, la recuperabilidad de los activos de larga duración, principalmente los Bienes de Uso mantenidos y utilizados en sus operaciones, con el objetivo de identificar eventuales deterioraciones de esos activos o grupos de activos, que lleven a su no recuperación plena, en conformidad con el Pronunciamiento Técnico CPC 01 - reducción al valor recuperable de activos (IAS 36).

En el proceso de evaluación son identificadas las circunstancias que puedan exigir la aplicación de pruebas de recuperabilidad de los activos a fin de determinar el valor de eventuales pérdidas.

Dadas las características operativas de gestión y operación de la Compañía se definió como unidad generadora de efectivo el conjunto de sus activos por segmento (generación y transmisión).

El monto recuperable es el mayor valor entre el valor justo menos los costos en la venta o el valor en uso. En la evaluación del valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados son descontados al valor presente por la tasa de descuento que refleja una evaluación actual de mercado del valor de la moneda en el tiempo y los riesgos específicos del activo para el cual la estimación de flujos de efectivo futuros no fue ajustada.

Si el monto recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo, calculado es menor que su valor contable, el valor contable del activo, o unidad generadora de efectivo, es reducido a su valor recuperable, con la pérdida por reducción al valor recuperable reconocida en el resultado.

La administración de la Compañía respaldada en sus contratos de concesión y en la opinión de un consultor jurídico independiente, consideró la reversión del activo neto residual al final de la concesión del servicio público de energía eléctrica, tomando como base el valor contable. Consideró también la depreciación teniendo en cuenta el tiempo de vida útil del bien y no el plazo de la concesión, considerando la condición de indemnización prevista en los contratos.

La Compañía a pesar de no presentar indicativo de *impairment*, realizó la prueba de recuperabilidad de sus activos en servicio al 31/12/2011, por medio de flujos de efectivo descontados, y no identificó ninguna reducción del valor recuperable de esos activos.

Los costos de los préstamos y financiaciones atribuidos a la adquisición, construcción o producción, están incluidos en el costo de los bienes de uso en curso hasta la fecha en que estén listos para el uso pretendido, según disposiciones de la Deliberación CVM nº 577, del 05/06/2009, que aprobó el CPC 20 – Costos de Préstamos (*IAS 23*).

b) Movimiento de los Bienes de Uso

Descripción	31/12/2010	Controlante				31/12/2011
		Adiciones	Bajas	Transferencias	Transf. servicio	
En servicio	18.863.819	-	(13.431)	1.655	377.070	19.229.113
Depreciación	(8.228.483)	(410.850)	9.776	(16)	-	(8.629.573)
Subtotal	10.635.336	(410.850)	(3.655)	1.639	377.070	10.599.540
En curso	501.083	573.562	(533)	(73)	(377.070)	696.969
Total	11.136.419	162.712	(4.188)	1.566	-	11.296.509
Obligaciones vinculadas a la conc.	(127.559)	4.917	-	-	-	(122.642)
Total	11.008.860	167.629	(4.188)	1.566	-	11.173.867

Descripción	31/12/2010	Consolidado				31/12/2011
		Adiciones	Bajas	Transferencias	Transf. servicio	
En servicio	18.864.158	192	(13.444)	1.413	377.733	19.230.052
Depreciación	(8.228.499)	(410.912)	9.776	(16)	-	(8.629.651)
Subtotal	10.635.659	(410.720)	(3.668)	1.397	377.733	10.600.401
En curso	1.574.438	589.628	(542)	(29)	(377.733)	2.785.762
Total	12.210.097	1.178.908	(4.210)	1.368	-	13.386.163
Obligaciones vinculadas a la Concesión	(127.559)	4.917	-	-	-	(122.642)
Total	12.082.538	1.183.825	(4.210)	1.368	-	13.263.521

c) Tasas anuales de depreciación

La Compañía calcula y contabiliza las cuotas de depreciación con aplicación de las tasas establecidas por la Resolución ANEEL nº 367, del 02/06/2009, para las Unidades de Registro definidas por la Norma Administrativa ANEEL nº 815, del 30/11/1994, que está vigente hasta el 31/12/2011, según Resolución Normativa ANEEL nº 422, del 07/12/2010.

Las principales tasas anuales de depreciación, por actividad, son las siguientes:

	<u>Tasas anuales de depreciación (%)</u>
<u>Generación</u>	
Compuerta	3,3
Embalse	2,0
Casa de fuerza	2,0
Generador	3,3
Painel – Comando y Medición	3,0
Turbina hidráulica	2,5
Ponte rodante, grúa y pórtico	3,3
Turbina a gas	5,0
<u>Administración central</u>	
Equipos generales	10,0
Vehículos	20,0

d) Cargos financieros

De acuerdo con el Pronunciamiento Técnico CPC 27 (IAS 16), una parte de los cargos financieros fueron transferidos para Bienes de Uso en curso, según se presenta a continuación:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011		31/12/2010	
	Generación	Generación	Generación	Generación
Cargos financieros totales	30.130	26.778	141.681	70.248
(-) Transferencia para bienes de uso en curso	100	10	(108.113)	(43.137)
Efecto neto en el resultado	30.230	26.788	33.568	27.111

e) Obligaciones vinculadas a la Concesión

Composición:

	Controlante y Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010
Participaciones del Gobierno Federal	92.557	92.557
Donaciones y subvenciones destinadas a inversiones	36.855	37.235
Investigación y Desarrollo	605	226
Reversiones y Amortizaciones	(7.375)	(2.459)
	122.642	127.559

Las participaciones del Gobierno Federal se refieren a fondos recibidos del Gobierno Federal y aplicados en obras de generación y transmisión de energía eléctrica.

En virtud de su naturaleza, las cuentas registradas en este grupo se presentan como reductoras de los bienes de uso, por no representar obligaciones financieras efectivas no debiendo, de esta forma, ser incluidas como exigibilidades a efectos de determinar indicadores económicos financieros.

De acuerdo con los artículos 63 y 64 del Decreto nº 41.019/1957, los bienes e instalaciones utilizados en la producción, transmisión, distribución y comercialización son vinculados a estos servicios, no pudiendo ser retirados, vendidos, cedidos o dados en garantía hipotecaria sin la previa y expresa autorización del Órgano Regulador. La Resolución ANEEL nº 20/1999 reglamenta la desvinculación de bienes de las concesiones del Servicio Público de Energía Eléctrica, concediendo autorización previa para la desvinculación de bienes inservibles a la Concesión, cuando se destinan a la venta, determinando que el producto de la venta sea depositado en cuenta bancaria vinculada para ser invertido en la Concesión. La Compañía no identifica en sus operaciones bienes de valores relevantes considerados inservibles.

16 – INTANGIBLE

- Intangible clasificado por naturaleza y actividad

	Controlante			
	31/12/2011			31/12/2010
Tasas medias anuales de amortización (%)	Costo	Amortización acumulada	Valor neto	Valor neto

En servicio						
Generación	20,00%	-	-	-	-	199
Administración	20,00%	49.152	(35.442)	13.710	23.295	
		49.152	(35.442)	13.710	23.294	
En curso						
Generación	-	-	-	-	-	21
Administración	15.856	-	-	15.856	8.585	
	15.856	-	-	15.856	8.606	
	65.008	(35.442)	29.566	32.100		

Tasas medias anuales de amortización (%)	Consolidado			
	31/12/2011			31/12/2010
	Costo	Amortización acumulada	Valor neto	Valor neto
20,00%	-	-	-	199
20,00%	49.775	(35.569)	14.206	23.944
	49.775	(35.569)	14.206	24.143
	41.641	-	41.641	17.954
	16.277	-	16.277	9.699
	57.918	-	57.918	27.653
	107.693	(35.569)	72.124	51.796

- **Movimiento del Intangible**

	Controlante				
Descripción	31/12/2010	Adiciones	Bajas	Transf. servicio	31/12/2011
En servicio	49.080	-		72	49.152
Amortización	(25.586)	(9.822)	-	(34)	(35.442)
Subtotal	23.494	(9.822)	-	38	13.710
En curso	8.606	7.250	-	-	15.856
Total	32.100	(2.572)	-	38	29.566

Descripción	Consolidado				
	31/12/2010	Adiciones	Bajas	Transf. Servicio	31/12/2011
En servicio	49.746	377	(611)	263	49.775
Amortización	(25.603)	(9.903)	-	(63)	(35.569)
Subtotal	24.143	(9.526)	(611)	200	14.206
En curso	27.653	30.543	(116)	(162)	57.918
Total	51.796	21.017	(727)	38	72.124

17 - PROVEEDORES

El saldo de la cuenta de Proveedores presenta la siguiente composición:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Corriente				
Materiales y servicios	276.659	187.091	468.545	277.657
Cargos por el uso de la red eléctrica:				
Eletronorte	8.760	8.489	8.785	8.489
Eletrosul	7.835	6.614	7.835	6.614
Furnas	14.708	13.346	14.734	13.346
CTEEP	11.892	10.793	11.892	10.793
Cemig	-	3.411	-	3.411
Otros	50.934	38.848	50.767	38.848
Total	370.788	268.592	562.558	359.158

18–TRIBUTOS Y CONTRIBUCIONES SOCIALES

a) Composición

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Corriente				
Tributos a pagar	220.996	301.749	231.765	310.962
	220.996	301.749	231.765	310.962
No Corriente				
Tributos a pagar	13.443	10.282	26.300	18.058
Pasivos fiscales diferidos	67.670	44.677	83.716	57.090
	81.113	54.959	110.016	75.148
	302.109	356.708	341.781	386.110

b) Tributos a pagar

La Compañía presenta en los Pasivos Corriente y No Corriente tributos y contribuciones a pagar distribuidos de la siguiente forma:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Corriente				
IRPJ	15.264	78.724	19.069	81.432
CSLL	76.640	121.908	79.558	124.235
Cofins	33.482	31.975	33.656	32.151
ICMS	12.213	10.537	11.366	12.066
INSS	17.417	18.531	18.224	19.195
PIS/Pasep	7.268	6.941	7.419	6.979
IRRF	43.923	20.123	44.184	20.421
FGTS	5.071	5.006	5.132	5.044
Otros	9.718	8.004	13.157	9.439
	220.996	301.749	231.765	310.962
No Corriente				
IRPJ	-	-	7.934	5.464
CSLL	-	-	2.857	1.967
ICMS diferido	13.443	10.282	15.508	10.282
Otros	-	-	1	345
	13.443	10.282	26.300	18.058
	234.439	312.031	258.065	329.020

c) Pasivos fiscales diferidos

- Impuesto a las ganancias persona jurídica y Contribución social sobre el beneficio neto**
- La Compañía mantiene íntegramente reconocidos en su Pasivo No Corriente, en los términos de los Pronunciamientos Técnicos CPC 26 (*IAS 1*) y 32 (*IAS 12*), aprobados por las Deliberaciones CVM n°s 595 y 599, ambas de 15/09/2009, pasivos diferidos, en el valor de R\$ 67.670, resultantes de diferencias temporarias según la siguiente distribución:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Diferencias temporarias				
Desreconocimiento de activos y pasivos regulatorios	-	6.241	-	6.241
Ajustes iniciales provenientes del CPC 33	296.071	174.836	296.071	174.836
Ajustes iniciales provenientes de la ICPC 01	147.665	111.890	192.346	148.399
	443.736	292.967	488.417	329.476
Cargos Fiscales				
Impuesto a las ganancias sobre diferencias temporarias	27.734	18.310	38.047	27.438
Contribución social sobre diferencias temporarias	39.936	26.367	45.669	29.652
No Corriente	67.670	44.677	83.716	57.090

Tales efectos tributarios contemplan la aplicación de las tasas de 9% para la Contribución social y 6,25% para el Impuesto a las ganancias de los ajustes y reclasificaciones de la adopción de los nuevos pronunciamientos contables, teniendo en cuenta que van a influir en el cálculo del incentivo fiscal.

Los cargos fiscales relativos al Impuesto a la ganancia de la persona jurídica y a la Contribución social sobre el beneficio neto, provenientes de diferencias temporarias - Desreconocimiento de activos y pasivos regulatorios, ajustes iniciales provenientes del CPC 33 (*IAS 19*) y de la ICPC 01 (*IFRIC 12*) - registrados íntegramente en el Pasivo No Corriente, en cumplimiento del Pronunciamiento Técnico CPC 26 (*IAS 1*), serán realizados de acuerdo con la liquidación de los activos y pasivos regulatorios, por el movimiento de los beneficios post empleo como resultado de la adopción del CPC 33 (*IAS 19*) y por el movimiento de los activos financieros provenientes de la adopción de la ICPC 01 (*IFRIC 12*), respectivamente.

La programación de realización de esos pasivos se presenta en la siguiente tabla:

	Controlante (BRGAAP)	Consolidado (BRGAAP e IFRS)
2015	22.519	22.519
Después de 2015	45.151	61.197
	67.670	83.716

19– PRÉSTAMOS Y FINANCIACIONES

Las principales informaciones respecto a los préstamos y financiaciones de la Compañía son las siguientes:

a) Composición:

	Controlante					
	31/12/2011					
	Corriente			No Corriente		
	Principal	Cargos	Total	Principal	Total	Total
Eletrobras	21.267	-	21.267	121.753	143.020	153.941
Banco do Brasil	249.966	7.561	257.527	-	257.527	257.133
Banco do Nordeste	48.598	2.307	50.905	340.396	391.301	282.152
Total	319.831	9.868	329.699	462.149	791.848	693.226

Del total de los préstamos y financiaciones obtenidos de nuestra Controlante, para el monto de R\$ 127.953 la Compañía vinculó su propio ingreso, respaldado por un poder otorgado por instrumento público para el recibimiento directo de los valores vencidos y no pagados, a satisfacción de Eletrobras, formalizado en la firma de los contratos. Para el monto de R\$ 15.067, la Compañía ofreció un Seguro Garantía en el valor correspondiente a 125% del saldo deudor previsto para el ejercicio, renovado anualmente, cuyo recibimiento por Eletrobras queda condicionado a los efectos de cada contrato, en las condiciones y hasta el límite de valor especificado en la Póliza de Seguro.

Las financiaciones provenientes de Eletrobras tienen como principal fuente los fondos de la Reserva Global de Reversión – RGR, y como principales distribuciones la cobertura financiera de los costos directos de las obras del sistema de transmisión de la Compañía.

El préstamos con el Banco do Brasil está garantizado por medio de compensación y cesión de créditos, en caso que sean exigidos por el acreedor.

Los préstamos y financiaciones con el Banco do Nordeste están garantizados por valores a recibir representados por pagarés registrados en cobranza en el monto equivalente de 03 a 06 valores a pagar de amortización de la financiación, más un fondo de liquidez en una cuenta reserva, como garantía complementaria, equivalente a 03 cuotas de amortización.

b) Composición de los préstamos y financiaciones por indexador:

Indexador	31/12/2011		31/12/2010	
	R\$	%	R\$	%
Sin actualización (1)	142.484	17,99	153.366	22,13
Sin actualización (2)	373.207	47,13	272.240	39,27
Sin actualización (3)	18.094	2,28	9.912	1,43
Sin actualización (4)	257.527	32,52	257.133	37,09
IPCA (5)	536	0,08	575	0,08
Total	791.848	100,00	693.226	100,00

- (1) Del total contratado con Eletrobras, R\$ 142.778 son provenientes de recursos de la Reserva Global de Reversión – RGR, recaudados del Sector Eléctrico para inversión en el propio. De este total, R\$ 127.418 (89,43%) están contratados con intereses de 5% a.a. y tasa de administración de 2% a.a., y R\$ 15.066 (10,57%), con intereses de 5% a.a. y tasas de administración de 1,5% a.a., respectivamente. Estas financiaciones no tienen previsión de actualización monetaria por estar vinculadas a la misma sistemática de ajuste de los activos permanentes suspendida por fuerza de ley;
- (2) Contratos con Banco do Nordeste do Brasil S.A., con intereses de 10% a.a., con bono de 2,5% por puntualidad;
- (3) Contratos con Banco do Nordeste do Brasil S.A., con intereses de 4,5% a.a.;
- (4) Contrato con Banco do Brasil S.A., con tasa de interés de 105,7% de la tasa promedio del CDI;
- (5) Contrato con Eletrobras, con tasa de interés de 7,2% a.a.- la variación del IPCA en el período fue de 6,5% (5,9% en el mismo período del año anterior).

c) El valor principal de los préstamos y financiaciones a largo plazo, en el monto de , en el monto de R\$ 462.149 (R\$ 646.514, en 2010), tiene los siguientes vencimientos programados:

	31/12/2011	31/12/2010
2012	-	300.389
2013	67.485	50.976
2014	67.485	50.976
2015	67.398	50.888
2016	67.288	50.778
2017	65.171	50.222
Después de 2017	127.322	92.285
Total	462.149	646.514

d) Los préstamos y financiaciones están sujetos a las siguientes tasas de intereses:

	Mercado
	Interno
	(% a.a.)
Tasas Fijas	
31/12/2011	4,50 a 7,50
31/12/2010	5,00 a 7,50
Tasas Variables	
31/12/2011	10,87
31/12/2010	11,25

e) Evolución de los préstamos y financiaciones:

	Moneda nacional	
	Corriente	No Corriente
	120.277	543.169
Al 31 de diciembre de 2009		
Ingresos	-	147.210
Cargos financieros	61.729	-
Variaciones monetaria y cambiaria	16	14
Transferencias para el Corriente	43.879	(43.879)
Pagos del principal y cargos	(179.189)	-
Al 31 de diciembre de 2010	46.712	646.514
Ingresos	-	138.732
Cargos financieros	65.126	-
Variaciones monetaria y cambiaria	26	7
Transferencias para el Corriente	323.104	(323.104)
Pago del principal y cargos	(105.269)	-
Al 31 de diciembre de 2011	329.699	462.149

f) Composición consolidada de los saldos de préstamos y financiaciones:

	31/12/2011			31/12/2010
	Corriente	No Corriente	Total	Total
Chesf	329.699	462.149	791.848	693.226
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	5.654	107.258	112.912	118.961
Integração Transmissora de Energia S.A.	4.473	32.242	36.715	39.764
ESBR Participações S.A.	-	1.314.042	1.314.042	826.716
Manaus Transmissora de Energia S.A.	98.880	-	98.880	114.231
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	106.143	-	106.143	88.937
Norte Energia S.A.	168.044	-	168.044	19.692
TDG–Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	33.571	-	33.571	-
São Pedro do Lago S.A.	10.576	-	10.576	-
Sete Gameleiras S.A.	11.575	-	11.575	-
Pedra Branca S.A.	10.227	-	10.227	-
Total	778.842	1.915.691	2.694.533	1.901.527

Entre los préstamos y financiaciones se destacan componentes de los estados consolidados, los obtenidos por la empresa Energia Sustentável do Brasil S.A., subsidiaria de la controlada en conjunto ESB Participações S.A., en el valor total de R\$ 6.570.210, cuya participación de la Compañía de 20% corresponde a R\$ 1.314.042. Tales préstamos y financiaciones poseen el siguiente detalle:

Acreedor / Objeto	Moneda	Cargos	Vencimiento	31/12/2011	31/12/2010
BNDES	R\$	TILP+2,08%	ene/2033	3.292.203	2.080.453
Banco do Brasil	R\$	TILP+2,65%	ene/2033	923.625	581.899
Caixa Econômica Federal	R\$	TILP+2,65%	ene/2033	923.625	581.899
Bradesco BBI	R\$	TILP+2,65%	ene/2033	665.014	418.968
Itaú BBA	R\$	TILP+2,65%	ene/2033	623.441	392.782
Banco do Nordeste	R\$	TILP+2,65%	ene/2033	175.491	110.562
				6.603.399	4.166.563
Costos de captación				(33.189)	(32.981)
No Corriente				6.570.210	4.133.582

20—DEBENTURES

	Tasa de Interés	Vencimiento	Consolidado	
			31/12/2011	31/12/2010
Debentures	106,5% CDI	15/9/2012	105.492	-
			105.492	-

En septiembre de 2011, la controlada en conjunto de la Compañía, Interligação Elétrica do Madeira S.A., emitió 420 debentures, Serie Única, en el valor unitario de R\$ 1 millón, con tasa de interés de 106,5% del CDI y vencimiento el 15 de septiembre de 2012, en que la participación de la Compañía de 24,5% en el saldo de R\$ 430.580 corresponde a R\$ 105.492. Esas debentures están previstas para ser rescatadas en su totalidad con recursos provenientes de la contratación de financiación a largo plazo con BNDES.

21 — OTROS PASIVOS

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Corriente				
Tasa de fiscalización de Aneel	1.788	959	1.887	959
Beneficios post empleo – contribución normal	9.317	11.179	9.317	11.179
Adquisición de inmuebles – campamento	1.493	1.493	1.493	1.493
Convenio MME	4.210	5.999	4.210	5.999
Prendas en garantía	3.313	2.293	3.313	2.293
Acuerdo Chesf/Senai	759	628	759	628
Entidad aseguradora	58	300	58	5.239
Adquisición de la conexión a SE Pirapama II	22.314	-	22.314	-
Nómina de pagos	14.362	13.713	15.710	14.286
Compensación ambiental	13.640	-	13.640	-
Otros	6.063	2.194	10.591	6.827
	77.317	38.758	83.292	48.903
No Corriente				
FGTS Cuenta-Empresa	3.926	3.764	3.926	3.764
Eletropar	1.456	1.456	1.456	1.456
Otros	-	-	5.926	6.734
	5.382	5.220	11.308	11.954
Total	82.699	43.978	94.600	60.857

22—BENEFICIOS POST EMPLEO

La Compañía es patrocinadora de Fundação Chesf de Assistência e Seguridade Social - Fachesf, persona jurídica de derecho privado, sin fines de lucro, que tiene como finalidad principal garantizar la prestación de beneficios complementarios a los concedidos por la Previsión Oficial.

El régimen actuarial de Fachesf es el de capitalización y el Plan originalmente constituido es del tipo Beneficio Definido (Plan BD). El 29/06/2001, se implantaron los Planes de Contribución Definida (Plan CD) y de Beneficio Saldado (Plan BS), habiéndose cerrado el 19/11/2001 la migración de participantes del Plan BD para los nuevos Planes, alcanzando el porcentual de 97,1%.

La Compañía adopta los procedimientos recomendados por el Pronunciamiento Técnico CPC 33 (IAS 19), aprobado por la Deliberación CVM nº 600/2009, procediendo a la evaluación actuarial de los pasivos resultantes de los beneficios post empleo. Los criterios e hipótesis adoptados en esa evaluación pueden diferir de los adoptados por la administración del programa, los cuales siguen legislaciones específicas, impidiendo, por lo tanto, las comparaciones simples de resultados.

En conformidad con las prácticas previstas en la Deliberación CVM nº 600/2009, la compañía adopta como política contable el reconocimiento de ganancias y pérdidas actariales, pasando a ser reconocidas en el período en que ocurrieren, en otros resultados completos según orientaciones del CPC 33 y IAS 19.

Se detallan a continuación los compromisos referentes a los Planes de Seguro Previsional, en la forma de la Deliberación CVM nº 600/2009, en la fecha base de 31/12/2011.

PLAN DE SEGURO PREVISIONAL

- **Características Básicas**

Fachesf administra, a favor de los empleados de Chesf, tres Planes de Jubilación: El Plan de Beneficios, el Plan de Jubilación de Contribución Definida y el Plan Saldado de Beneficios.

El Plan de Beneficios, del tipo beneficio definido, garantiza a los participantes un beneficio de 100% de la media de los últimos salarios.

El Plan de Jubilación de Contribución Definida es un plan en que el participante escoge su nivel de contribución y la patrocinadora contribuye con un porcentual variable de la contribución escogida por el participante. La acumulación de estos recursos va a determinar el valor del beneficio del participante en el futuro. Chesf se responsabiliza además por los costos de los beneficios de riesgo y de la administración del plan. Este es el único Plan abierto a nuevas inscripciones.

Los participantes que optaron por transferirse del Plan de Beneficios para el Plan de Jubilación de Contribución Definida tuvieron la opción de mantener en el Plan Saldado de Beneficios el valor proporcional que habían acumulado en el plan de origen o transferir el valor presente de dicho beneficio para el Plan de Jubilación de Contribución Definida.

- **Política Contable Adoptada por la Entidad en el Reconocimiento de Ganancias y Pérdidas Actariales.**

La obligación con beneficios de jubilación reconocida en el estado de situación patrimonial representa el valor presente de la obligación con los beneficios definidos, ajustada por ganancias y pérdidas actariales y por el costo de los servicios pasados, reducido por el valor justo de los activos del plan, según está previsto en el Pronunciamiento sobre la Contabilización de Beneficios a Empleados.

- **Estadísticas sobre los Datos de Registro**

CARACTERISTICAS ETARIAS	31/12/2011			31/12/2010		
	Plan BD	Plan BS	Plan CD	Plan BD	Plan BS	Plan CD
1. Participantes activos						
1.1. Participantes – nº	48	2.038	5.298	58	2.262	5.705
1.2. Edad Media	58,2	56,3	49,4	57,8	55,6	48,9
1.3. Servicio Acreditado (total)	32,9	31,3	22,2	32,6	30,5	21,9
1.4. Tiempo para Jubilación	3,1	4,5	11,2	2,7	4,6	12,3
1.5. Salario Medio en R\$	8.929,38	1.888,55	8.761,62	9.304,07	9.100,72	7.403,99
2. Jubilados						
2.1. Participantes Jubilados – nº	4.933	433	550	5.017	297	350
2.2. Edad Media	68,7	61,7	61,6	67,9	61,3	61
2.3. Beneficio Medio en R\$	3.137,50	2.700,47	1.072,42	2.715,32	2.521,07	668,06
3. Pensionistas						
3.1. Participantes Pensionistas – nº	1.556	95	164	1.529	91	146
3.2. Edad Media	64,7	50,6	49,7	72,9	50,4	48,8
3.3. Beneficio Medio en R\$	1.109	899	791	958	680,99	575
Población Total	6.537	2.566	6.012	6.604	2.650	6.201

- **Hipótesis Actuariales Financieras**

Tabla de Mortalidad General	AT 2000
Tabla de Entrada en Invalidez	Light F
Tabla de Mortalidad de Inválidos	AT 83
Tabla / Tasa de Rotatividad	Nula
Tasa de Intereses Actuarial	5,39%
Tasa de Inflación Proyectada	4,50%
Tasa de Retorno de Corto Plazo	10,13%
Tasa de Crecimiento Real de Salarios	2,00% a.a.
Factor de Capacidad de Beneficios	1
Factor de Capacidad Salarial	1
Tasa real de evolución de beneficios	0%
% de casados en la fecha de jubilación	95%
Diferencia de edad entre hombres y mujeres	4 años

SEGURO DE VIDA

La Compañía subsidia parte de las primas provenientes de una póliza de seguro de vida para los empleados activos. Los ex empleados jubilados, que optaron por permanecer vinculados a esa póliza, pagan íntegramente la prima que es establecida en forma colectiva para toda la masa de activos y de inactivos. Además, dadas las características etarias de las masas poblacionales de activos y de inactivos, el cálculo actuarial de la prima clasificada atribuible a la masa inactiva identifica la existencia de un subsidio post empleo indirecto pagado por la Compañía.

- **Características de la Masa Asegurada**

	31/12/2011	31/12/2010
Participantes activos		
Número de participantes	3.580	3.717
Edad media	52,4	52,9
Participantes inactivos		
Número de participantes	3.840	4.174
Edad media	69	67,96
Población post empleo elegible	5.483	5.367
Población efectiva	3.840	4.174
Índice de Adhesión (%)	70,03%	77,77%
Prima pura calculada/1.000	0,0012334	0,0014248
Prima pagada/1.000	0,0010279	0,0010780

Con base en las características presentadas, la Compañía registra en su pasivo no corriente la valuación actuarial para la cobertura de los asegurados inactivos, considerando el total de la póliza vigente, clasificada entre las partes.

En conformidad con las nuevas prácticas contables, la Compañía adopta como política contable el reconocimiento de las ganancias y pérdidas actuariales determinadas, relativos al beneficio de seguro de vida, en el período en que ocurrieren en otros resultados completos según orientaciones del CPC 33 e IAS 19.

PLANES DE BENEFICIOS AL 31/12/2011

	Ejercicio de 2011				
	Plan BD	Plan BS	Plan CD	Seguro	Consolidado
ALTERACIONES EN LAS OBLIGACIONES					
Obligaciones con Beneficios Proyectados al Inicio del Ejercicio (a)	2.194.206	757.201	1.025.701	86.369	4.063.478
Costo del Servicio (b)	1.560	17.392	28.027	1.007	47.985
Costo de los Intereses (c)	210.893	78.659	114.286	5.132	408.970
Beneficios pagados/anticipados (d)	(218.040)	(15.470)	(8.278)		(241.788)
Adquisición de cuotas – Plan CD (e)	-	-	124.197	-	124.197
(Ganancias) o Pérdidas actuariales (f)	475.180	(62.516)	-	(9.621)	403.043
Obligaciones con Beneficios Proyectados al Cierre del Ejercicio (g) = (a) + (b) + (c) + (d) + (e) + (f)	2.663.799	775.266	1.283.933	82.887	4.805.885
ALTERACIONES EN LOS ACTIVOS FINANCIEROS					
Valor Justo de los activos al inicio del ejercicio (h)	2.131.948	957.014	1.098.580	-	4.187.542
Retorno esperado de las inversiones (i)	220.359	101.420	118.509	-	440.288
Contribuciones patronales (j)	5.730	1.795	51.956	-	59.481
Contribuciones de participantes (k)	6.828	449	53.491	-	60.768
Beneficios pagados/anticipados (l)	(218.041)	(15.470)	(8.278)	-	(241.789)
Ganancias (o Pérdidas) Actuariales (m)	261.140	(20.123)	-	-	241.017
Compensación de cuotas (n)	-	-	(36.208)	-	(36.208)
Valor justo de los activos al cierre del ejercicio					
(o) = (h) + (i) + (j) + (k) + (l) + (m) + (n)	2.407.964	1.025.085	1.278.050	-	4.711.099
ESTADO DE COBERTURA AL FINAL DEL EJERCICIO					
EXERCÍCIO					
(p) = (o) – (g)	(255.835)	249.819	(5.883)	(82.887)	(94.786)
Cuotas a Compensar – Plan CD (q)	-	-	5.883	-	5.883
Restricción al Reconocimiento de Activos - Regla 58 - IAS 19(r)	-	(249.819)	-	-	(249.819)
OBLIGACIONES AL CIERRE DEL EJERCICIO	(255.835)	-	-	(82.887)	(338.722)
OBLIGACIONES AL CIERRE DEL EJERCICIO Y CONTRATOS	(289.506)	-	(9.167)	(82.887)	(381.560)

PLANES DE BENEFICIOS AL 31/12/2010

	Ejercicio de 2010				
	Plan BD	Plan BS	Plan CD	Seguro	Consolidado
ALTERACIONES EN LAS OBLIGACIONES					
Obligaciones con Beneficios Proyectados al Inicio del Ejercicio (a)	2.073.473	642.135	622.207	81.922	3.419.737
Costo del Servicio (b)	1.490	14.839	15.226	128	31.683
Costo de los Intereses (c)	197.886	66.118	67.606	7.935	339.545
Beneficios pagados/anticipados (d)	(202.591)	(12.135)	(9.124)	-	(223.850)
Adquisición de cuotas – Plan CD (e)	-	-	329.786	-	329.786
(Ganancias) o Pérdidas actuariales (f)	123.948	46.244	-	(3.615)	166.577
Obligaciones con Beneficios Proyectados al Cierre del Ejercicio (g)= (a) + (b) + (c) + (d) + (e) + (f)	2.194.206	757.201	1.025.701	86.370	4.063.478
ALTERACIONES EN LOS ACTIVOS FINANCIEROS					
Valor Justo de los activos al inicio del ejercicio (h)	2.323.390	642.135	622.207	-	3.587.732
Retorno esperado de las inversiones (i)	286.465	59.517	79.372	-	425.354
Contribuciones patronales (j)	4.855	1.901	48.195	-	54.951
Contribuciones de participantes (k)	6.557	282	46.896	-	53.735
Beneficios pagados/anticipados (l)	(202.591)	(12.135)	(9.124)	-	(223.850)
Ganancias (o Pérdidas) Actuariales (m)	(286.728)	265.315	-	-	(21.413)
Compensación de cuotas (n)	-	-	311.033	-	311.033
Valor justo de los activos al cierre del ejercicio					
(o) = (h) + (i) + (j) + (k) + (l) + (m) + (n)	2.131.948	957.015	1.098.579	-	4.187.542
ESTADO DE COBERTURA AL FINAL DEL EJERCICIO					
(p) = (o) - (g)	(62.258)	199.814	72.878	(86.370)	124.064
Cuotas a Compensar – Plan CD (q)	-	-	(72.878)	-	(72.878)
Restricción al Reconocimiento de Activos - Regla 58 – IAS 19 (r)	-	(199.814)	-	-	(199.814)
OBLIGACIONES AL FINAL DEL EJERCICIO	(62.258)	-	-	(86.370)	(148.628)
OBLIGACIONES AL FINAL DEL EJERCICIO Y CONTRATOS	(261.607)	-	(14.714)	(86.370)	(362.691)
COSTO PERIÓDICO NETO					
	Ejercicio de 2011				
	Plan BD	Plan BS	Plan CD	Seguro	Consolidado
COMPONENTES DEL COSTO PERIÓDICO					
Costo del Servicio	(5.268)	16.943	(25.464)	1.007	(12.782)
Costo de los intereses	210.893	78.659	114.285	5.132	408.969
Retorno esperado de los activos financieros	(220.359)	(101.420)	(118.509)	-	(440.288)
COSTO DE LOS BENEFICIOS EN EL PERÍODO	(14.734)	(5.818)	(29.688)	6.139	(44.101)

COSTO PROYECTADO DE LOS BENEFICIOS

	Ejercicio de 2012				
	Plan BD	Plan BS	Plan CD	Seguro	Consolidado
COMPONENTES DEL COSTO PERIÓDICO					
Costo del Servicio	501	8.091	74.210	1.247	84.049
Costo de los intereses	264.572	64.614	119.839	8.399	457.424
Contribución de participantes	(7.520)	(494)	(37.126)	-	(45.140)
Retorno esperado de los activos financieros	(233.820)	(102.374)	(129.488)	-	(465.682)
COSTO DE LOS BENEFICIOS EN EL PERÍODO	23.733	(30.163)	27.435	9.646	30.651

FLUJO PROYECTADO DE PAGO DE BENEFICIOS

	Plan BD	Plan BS	Plan CD	Seguro	Consolidado
FLUJO DE EFECTIVO PROYECTADO					
Contribuciones patronales normales –					
2012	6.311	-	37.105	-	43.416
Pago de Beneficios					
2012	219.490	32.684	74.462	2.394	329.030
2013	219.698	36.562	89.930	2.932	349.122
2014	219.856	40.347	109.051	3.087	372.341
2015	219.861	44.139	129.671	3.299	396.970
2016	219.560	47.744	150.570	3.518	421.392
2017-2021	1.079.401	272.812	1.036.934	21.014	2.410.161

MOVIMIENTO DE BENEFICIOS POST EMPLEO EN OTROS RESULTADOS COMPLETOS

Descripción	Planes de Seguro Prev.	Seguro	Total
Saldo Anterior	(308.157)	(56.331)	(364.488)
Ganancias pérdidas actuariales	(238.654)	9.621	(229.033)
(-) IRPJ/CSLL	36.394	(1.467)	34.927
Saldo actual	(510.417)	(48.177)	(558.594)

PASIVO ACTUARIAL DE LOS PLANES DE SEGURO PREVISIONAL CONTRATADOS

Al 31/12/2011 la Compañía poseía un pasivo actuarial de los planes de seguro previsional, registrado en los términos de la Deliberación CVM nº 600/2009, que corresponde a contratos firmados con Fachesf, en el valor de R\$ 298.672(R\$ 276.321, en 2010).

TIPO	31/12/2011	31/12/2010
Contrato nº CF 01.1.266-017-A/8	289.505	261.607
Contrato nº CF 03.1.337-013	9.167	14.714
TOTAL	298.672	276.321

El contrato firmado entre las partes prevé una cláusula de ajuste anual relacionada al valor de la deuda en conformidad con los valores determinados por medio de cálculos actuariales, mediante anticipos contractuales.

La valuación actuarial es intrínsecamente incierta y, por lo tanto, está sujeta a alteraciones en la revisión actuarial realizada anualmente.

OTROS BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Además de los beneficios concedidos por intermedio de los planes de previsión complementaria, la Compañía ofrece otras ventajas a sus empleados, tales como: plan de salud, seguro de vida, auxilio refección, auxilio transporte y auxilio educación, que son periódicamente negociadas en los acuerdos colectivos de trabajo. En el ejercicio, la Compañía gastó con estos rubros el monto de R\$ 135.330 (R\$ 118.054, en 2010).

23 – INCENTIVO A LA DESVINCULACIÓN DE PERSONAL

La Compañía aprobó en 2009, un programa de desvinculación de empleados que se encuentran en condiciones de jubilar y que voluntariamente desean adherir, denominado "Plan de Desvinculación Voluntaria Programada - PDVP", con plazo de desvinculación hasta el 28/02/2011.

Los gastos con el PDVP incluyen incentivos financieros, multa del FGTS, aviso previo, el mantenimiento del Plan de Asistencia Patronal - PAP, por el período de 12 (doce) meses, a partir de la fecha de desvinculación, entre otros.

Durante la vigencia del plan, cerrada en el primer trimestre, se registraron 1.806 adhesiones, con 397 desvinculaciones y 1.409 desistencias, con pago en este ejercicio en el valor de R\$ 53.355.

24 – RIESGOS TRIBUTARIOS, CIVILES, LABORALES Y AMBIENTALES

Controlante			
	Provisión al 31/12/2010	Adiciones (reversiones)	Bajas
			Provisión al 31/12/2011
Laborales	102.811	16.874	(9.964)
Civiles	634.723	175.661	(7.187)
Fiscales	10.631	-	-
Total	748.165	192.535	(17.151)
			923.549

Consolidado			
	Provisión al 31/12/2010	Adiciones (reversiones)	Bajas
			Provisión al 31/12/2011
Laborales	102.835	16.874	(9.964)
Civiles	635.436	175.661	(7.187)
Fiscales	10.853	-	-
Total	749.124	192.535	(17.151)
			924.508

Chesf y sus controladas en conjunto tienen procesos judiciales, en varios tribunales y órganos gubernamentales, oriundos del curso normal de sus operaciones, relativos a asuntos tributarios, civiles y laborales.

Chesf, en cumplimiento con las prácticas contables adoptadas en Brasil adopta el procedimiento de clasificar las causas presentadas contra la Compañía en función del riesgo de pérdida, con base en la opinión de sus consultores jurídicos, de la siguiente forma:

- Se constituyen provisiones para las causas cuyo desenlace negativo para la Compañía sea considerado **probable**;
- Son divulgadas en notas explicativas las informaciones correspondientes a las causas cuyo desenlace negativo para la Compañía sea considerado **posible**;
- Para las causas cuyo desenlace negativo para la Compañía sea considerado **remoto**, solamente son divulgadas en notas explicativas las informaciones que, a criterio de la administración, sean consideradas de relevancia para el pleno entendimiento de los estados contables.

Las contingencias del área Laboral están compuestas en su mayoría por acciones relativas a peligrosidad, horas extraordinarias, de contribuciones a Fachesf, en régimen de solidaridad, y de montos de rescisiones provenientes de incumplimientos de empresas tercerizadas.

Las Civiles de mayor peso son reclamos de carácter indemnizatorio, desapropiaciones y de recomposición financiera de contratos.

En el área Tributaria hay asuntos involucrando, básicamente, acciones anulatorias de autos de infracción; pleitos de resarcimiento de créditos (Pis/Pasep-Cofins) y otros tributos singulares.

Todas estas contingencias están teniendo las debidas defensas por la Compañía, habiendo sido constituidos los pertinentes depósitos judiciales, cuando requeridos.

1) Se destacan las siguientes acciones con **riesgo de pérdida probable**:

1.1) Controlante

1.1.1) Chesf es autora de un proceso judicial en el que pide que se declare nulidad parcial de aditivo (Factor K de ajuste analítico de precios) al contrato a destajo de las obras civiles de la Planta Hidroeléctrica Xingó, firmado con el Consorcio formado por la Companhia Brasileira de Projetos e Obras - CBPO, CONSTRAN S.A. - Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A., así como la devolución de montos pagados, a efecto del Factor K, en el valor aproximado de R\$ 350 millones, doblado.

La acción fue presentada ante la Justicia Federal, pero la decisión del Tribunal Regional Federal de la 5^a Región determinó que la acción tramitase ante la Justicia del Estado de Pernambuco. La acción presentada por la Compañía fue considerada improcedente. La reconvenCIÓN presentada por las demandadas fue declarada procedente por el Tribunal de la 12^a Jurisdicción Civil de la Comarca de Recife, y la decisión fue mantenida por la 2^a Cámara Civil del Tribunal de Justicia de Pernambuco.

Chesf y el Gobierno Federal, su asistente en este proceso, presentaron apelaciones especiales y extraordinarias, discutiendo la decisión en el proceso judicial principal y sentencias pronunciadas, que pueden resultar en la anulación del proceso. El Tribunal Superior de Justicia, en agosto de 2010, concedió uno de esos recursos especiales presentado por Chesf, reduciendo el valor de la causa, lo que implica en una sustancial reducción de los honorarios a ser eventualmente pagados en la acción principal. El mismo STJ negó la concesión de los demás recursos especiales presentados por Chesf y el Gobierno Federal, manteniendo, por lo tanto la decisión del Tribunal de Justicia de Pernambuco, que juzgó improcedente la acción declarativa presentada por Chesf y juzgó procedente la reconvenCIÓN presentada por las demandadas. En ese juicio, el STJ redujo sustancialmente la condenación de honorarios. Las partes no fueron intimadas de esas decisiones, contra las cuales todavía existe la posibilidad de presentar recursos.

En noviembre de 1998, las demandadas presentaron pedido de ejecución provisional de la decisión, en el valor de R\$ 245 millones, estando el proceso suspendido por determinación del Ministro Presidente del STJ (PET 1621). Ese interdicto provisional fue objeto de Pedimento de Revisión Estatutario por parte del Consorcio, el cual fue juzgado el 24 de junio de 2002, manteniéndose por unanimidad el interdicto provisional antes concedido por el Presidente del STJ, quedando, de esta forma, el Consorcio sin posibilidad de obtener reparación preliminar, antes de la decisión final inapelable.

Posteriormente las demandadas presentaron proceso de liquidación de la decisión, en el Juicio de la 12^a Jurisdicción Civil de Recife, con la finalidad de determinar el valor actual de la condena, considerando la hipótesis de ser denegados todos los recursos de Chesf y del Gobierno Federal.

En los autos de esa acción de liquidación el Juez de la 12^a Jurisdicción Civil reconoció que la competencia para apreciar la demanda es de la Justicia Federal, considerando la presencia del Gobierno Federal como parte interesada en el juicio. Inconformado con esa decisión, el Consorcio Xingó interpuso un pedimento de revisión, habiendo el Tribunal de Justicia de Pernambuco alterado esa decisión y determinado que la competencia para juzgar el proceso de liquidación es de la Justicia Común Estadual. Contra esa decisión del TJPE, Chesf y el Gobierno Federal interpusieron recursos especial y extraordinario. En octubre de 2010 los referidos recursos fueron juzgados en contra de Chesf y del Gobierno Federal, salvo en la parte referente a los honorarios de los consejeros del Consorcio, que fueron reducidos. El 31 de marzo de 2011 se aguardaba la publicación de los acuerdos correspondientes.

Posteriormente, el Juez Substituto en la 12^a. Jurisdicción Civil de la Comarca de Recife emitió sentencia juzgando el proceso de liquidación y fijando el valor de la condena en R\$ 842.469, habiendo Chesf interpuesto, contra esta decisión, las solicitudes de aclaración cabibles teniendo en cuenta que la sentencia dejó de manifestarse sobre diversas impugnaciones presentadas por Chesf en torno al laudo pericial ofrecido por el perito del juicio.

Juzgando esas solicitudes de aclaración, el Juez de la 12^a Jurisdicción Civil extinguíó el proceso de liquidación, por considerar que la materia se encontraba todavía *sub judice* en el STJ. Contra esa decisión el Consorcio Xingó interpuso pedimento de revisión para el Tribunal de Justicia de Pernambuco. La 6^a Cámara Civil del TJPE al apreciar la materia el 26/05/2011 convirtió el pedimento de revisión en apelación y la juzgó procedente. Contra esta decisión Chesf interpuso Solicitud de Aclaración, aún *sub judice*. Al 31/12/2011 estaban siendo tramitadas en el STJ las solicitudes de aclaración interpuestas por el Consorcio Xingó, en lo que se refiere a la decisión de esa corte en torno del valor de la causa y de los honorarios respectivos, debidamente contra argumentados por Chesf y en el TJPE las mismas solicitudes interpuestas por Chesf, según se mencionó anteriormente.

La Administración, fundamentada en la opinión de sus consultores jurídicos y basada en cálculos que tienen en cuenta la suspensión del pago de las cuotas relativas al Factor K y sus respectivas actualizaciones monetarias, mantiene registro de provisión, en el Pasivo No Corriente, cuyo monto actualizado al 31/12/2011 es de R\$ 460.887, para cubrir eventuales pérdidas provenientes de este asunto. Esta provisión corresponde a la denegación parcial del Factor K entre julio de 1990 y diciembre de 1993, en cumplimiento con la Ley nº 8.030/1990, y suspensión integral del pago del Factor K, en el período de enero de 1994 a enero de 1996, por entendimiento de la Compañía.

No hay previsión de tiempo para el desenlace de esta acción.

- 1.1.2) Acción de Indemnización de 14.400 has de tierra en la Hacienda Aldeia, propuesta en la Comarca de Sento Sé, en el Estado de Bahia (BA), por la Herencia de Aderson Moura de Souza y esposa (Proc. 0085/1993).** La Sentencia de primera instancia juzgó procedente el pedido condenando a Chesf en el valor de R\$ 50.000, correspondiente al principal más intereses y ajuste monetario. Al 31 de diciembre de 2008, CHESF había interpuesto recurso ante el Tribunal de Justicia de Bahia. El 31 de marzo de 2009, el proceso fue transferido para la Justicia Federal por intervención del Gobierno Federal en calidad de asistente. Al 30 de septiembre de 2009 Chesf aún no había sido notificada sobre redistribución de los costos. El 30/06/2011 fue juzgado parcialmente procedente el recurso de apelación interpuesto por Chesf ante el Tribunal Federal de la 1^a Región, habiéndose negado la apelación del autor, según sentencia publicada el 24/06/2011.que fue suspendida por motivo de pedido de examen. El 30/09/2011 fue juzgada la acción rescisoria ante el Tribunal Regional Federal de la Primera Región. El 31/12/2011 el interdicto provisional había sido deferido para ordenar la interrupción de la ejecución del proceso principal. La Compañía posee en su pasivo no corriente una provisión para respaldar una eventual pérdida de esta Acción en el valor de R\$ 100.000.
- 1.1.3) Acción Civil Pública propuesta por el Ministerio Público de Pernambuco – MPPE en Petrolândia (Proc. 81643-3), resultante del derecho de reasentamiento de trabajadores rurales afectados por la construcción de la PHE Itaparica.** El Autor afirma ser nulo por carencia de legitimidad el acuerdo firmado por el Sindicato de los Trabajadores Rurales, el 06/12/1986, y requiere la diferencia de los importes de mantenimientos temporarios pagados en el período, dando a la causa el valor actualizado de aproximadamente R\$ 87.000. Recurso de Apelación de Chesf, alegando la ilegitimidad del MPPE para el hecho fue concedida por el Tribunal de Justicia de Pernambuco - TJPE, no obstante, el STJ, en grado de recurso especial propuesto por el Autor reconoció la legitimidad del MPPE y determinó la remesa de los autos al TJPE. El 19/04/2010, juzgando el mérito de la Apelación de Chesf, el TJPE, por unanimidad, negó la concesión. Chesf interpuso conjuntamente un Recurso Especial y un Recurso Extraordinario y los correspondientes pedimentos. Al 31/12/2011 el STJ había concedido el pedimento de revisión de Chesf determinando la subida del Recurso Especial, el cual está concluido con el relator. La Compañía posee en su pasivo no corriente, una provisión para cubrir una eventual pérdida en esta acción en el valor de R\$ 87.000.
- 1.1.4) Acción de indemnización por pérdidas y daños como resultado de la no contratación de la entonces Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga en virtud de licitación para la adquisición de petróleo combustible para la Planta Termoeléctrica de Camaçari (BA), lo que habría caracterizado, según la demandante, la figura de pérdida de utilidades, o sea, valores que efectivamente dejó de ganar por no efectivar el contrato en pantalla.** Chesf interpuso sucesivamente recurso de apelación, recurso especial, pedimento de instrumento en recurso especial y pedimento de revisión estatutario en el pedimento de instrumento en recurso especial; no obstante no tuvo éxito. Al 31/12/2011 el proceso está en fase de ejecución en la 5.^a Jurisdicción Civil de la Comarca de Recife - PE, pendiente de apreciación de impugnación al cumplimiento de la sentencia. La Compañía posee en su pasivo no corriente una provisión para cubrir una eventual pérdida de esta acción en el valor de R\$ 23.292.

1.2) Controladas en conjunto

1.2.1) STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.

La provisión para contingencias, mantenida por la controlada, se refiere exclusivamente a las acciones civiles que tratan de la definición del valor de las indemnizaciones de las servidumbres para el paso de la línea de transmisión de la empresa. Al 31/12/2011, existe una provisión cuya participación de la Compañía corresponde a R\$ 713 (R\$ 713 al 31/12/2010).

La administración de la controlada, consustanciada en la opinión de sus consultores jurídicos, sobre la posibilidad de éxito en las diversas demandas judiciales, entiende que las provisiones constituidas y registradas en el balance son suficientes para cubrir probables pérdidas con tales causas.

1.2.2) Integração Transmissora de Energia S.A.

La controlada efectuó una provisión de R\$ 201 para cubrir pasivos contingentes considerando la estimación de pérdida probable sobre procesos laborales en curso, en que figura como 2^a reclamada por la responsabilidad solidaria en contratos con terceros.

1.2.3) ESBR Participações S.A.

La Compañía efectuó una provisión de R\$ 506 para cubrir pasivos contingentes considerando la estimación de pérdida probable sobre procesos laborales en curso, en que ESBR figura como 2^a reclamada por la responsabilidad solidaria en contratos con terceros.

- 2) Chesf posee acciones sin provisión, con **riesgo de pérdida posible**, según la siguiente distribución:

Contingencias	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Laborales	53.852	108.552	55.985	108.552
Civiles y fiscales	783.016	532.953	786.866	546.297
Total	836.868	641.505	842.851	654.849

2.1) Controlante

Entre estas se destacan las siguientes:

- 2.1.1) Acción de indemnización presentada por el Consorcio formado por las empresas CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior, en la cual solicita la condenación de la Compañía y el pago de compensación financiera adicional, en virtud de atraso en el pago de las facturas del contrato referente a la Planta Hidroeléctrica Xingó, presentada el 08/06/1999, para las facturas emitidas después del 30/04/1990. En dicha acción, las autoras formularon pedidos genéricos, limitándose a señalar la existencia de un supuesto derecho a compensación financiera, remitiendo la determinación de los valores para la liquidación de la sentencia.

La Compañía contestó la acción y solicitó que el Gobierno Federal fuese admitido en los hechos, con la remesa del proceso a una Jurisdicción de la Justicia Federal en Pernambuco. El Consorcio presentó una petición hablando sobre el pedido de admisión del Gobierno Federal en los hechos.

Después de la presentación de la pericia y de los esclarecimientos adicionales, se realizó una audiencia en agosto de 2005, determinando la presentación de razones finales hasta el 17/10/2005.

Posteriormente, la acción fue juzgada procedente, y Chesf fue condenada a pagar a los autores el importe de R\$ 23.766, al precio de septiembre de 2004 (R\$ 51.568, según cálculos de Chesf, el 31/03/2010). Contra esa decisión, Chesf interpuso recurso de apelación, a ser juzgado por el Tribunal de Justicia de Pernambuco.

En el TJPE, el Relator del recurso emitió su decisión declarando la nulidad de la sentencia, por haber sido efectuada por un juez incompetente, en vista de la intervención del Gobierno Federal en el hecho, y determinó el envío de los autos a la Justicia Federal.

- 2.1.2) Acción civil pública propuesta contra la Compañía por la Asociación Comunitaria del Poblado del Cabeço y Adyacencias, en el Estado de Sergipe, en el valor de R\$ 100 millones, ante la 2^a Jurisdicción Federal en Sergipe (proceso nº 20028500002809-6), tiene por objeto obtener compensación financiera por alegados daños ambientales causados a los pescadores de Cabeço, por la construcción de la Planta PHE Xingó.

La acción fue propuesta en la Justicia Federal, el 27 de junio de 2002, y contestada en el plazo legal. Después de una secuencia de incidentes procesales, que no afectaron la causa ni el pedido, el juez de la causa determinó, el 31 de agosto de 2005, la inclusión de IBAMA, IMA-AL, CRA-BA, Gobierno Federal y ADEMA-SE en la condición de querellado de la acción, ordenando la citación de esas entidades.

Al 30 de septiembre de 2005 se aguardaba el cumplimiento de los emplazamientos. El 30 de septiembre de 2006, los autos se encontraban conclusos para el Juez, luego de dar entrada en el proceso a la carta de poder de los nuevos consejeros de Chesf. Al 31 de diciembre de 2006, el proceso se encontraba suspendido por resolución del Juez, aguardando dictamen de pedimento de revisión interpuesto por el autor ante el Tribunal Regional Federal de la 5^a Región. Aún sin juzgar. Los litisconsortes de Chesf (Gobierno Federal, IBAMA, IMA-AL, CRA-BA y ADEMA-SE) ya habían sido citados. El 12 de septiembre de 2007, el juez profirió decisión con el siguiente tenor: "Aguardar la información del fallo inapelable del pedimento, debiendo CHESF comunicar". Considerando que el pedimento de revisión interpuesto por CHESF fue denegado, esta Compañía interpuso solicitud de aclaración contra esa decisión, la cual se encontraba pendiente de juicio al 31 de marzo de 2008.

Por otro lado, en la comarca de Brejo Grande/SE, había también una acción civil pública propuesta contra Chesf por la Asociación Comunitaria del Poblado de Cabego e Saramém, a la cual fue atribuido el valor de R\$ 100 millones con los mismos propósitos de la demanda anteriormente comentada, encontrándose esta causa abandonada por la parte autora desde febrero de 2005. El último movimiento procesal ocurrió en noviembre de 2007, cuando el juez determinó instar al Ministerio Público a pronunciarse sobre la acción. Al 31 de marzo de 2008, el proceso permanecía parado y aún sin manifestación del Ministerio Público. Al 30 de junio de 2008, el juez de la Comarca de Brejo Grande había proferido decisión reconociendo la incompetencia de la justicia estadual para apreciar la causa, determinando la remesa de los autos para la Justicia Federal. Al 30 de septiembre de 2008, los autos se encontraban siendo examinados por IBAMA. Al 31 diciembre de 2008, se aguardaba la devolución de los autos por parte de IBAMA. El 19 de febrero de 2009 esa acción, que había sido remitida, por competencia, a la justicia federal, fue considerada procesalmente conexa con otra acción de carácter semejante que allí ya era apreciada - transcrita al inicio - pasando ambas a tramitar conjuntamente a partir de aquella fecha.

El 13 de junio de 2008 fue publicada decisión del juez determinando la citación del Gobierno Federal e IBAMA, así como la notificación a la parte autora para manifestarse sobre los términos de la contestación. El 30 de septiembre de 2008, los autos estaban siendo examinados por IBAMA. Al 31 de diciembre de 2008, se aguardaba la realización de audiencia de conciliación, prevista para el 19 de febrero de 2009. Al no ocurrir la conciliación en la audiencia del 19 de febrero de 2009, el juez determinó nuevos procedimientos para dar curso al proceso. En esta audiencia, el juez tomó conocimiento de la existencia de acción judicial con objeto semejante, que estaba teniendo lugar ante la Jurisdicción Civil de la Comarca de Brejo Grande/Estado de Sergipe (SE) y que había sido remitida, por competencia, a la Justicia Federal, siendo distribuida para su jurisdicción. En vista de ello, el juez decidió reconocer la conexión procesal entre las dos demandas, pasando ambas, a partir de aquella fecha, a tramitar conjuntamente. Fue, entonces, fijada la fecha del 14 de mayo de 2009 para realizar nueva audiencia con la finalidad de decidir sobre la naturaleza de la prueba procesal a ser tomada, incluso realización de pericia. En esta audiencia, el juez estableció el plazo de 3 meses para que las partes presentaran sus indagaciones para la pericia. Se fijó la fecha 15/09/2009 para la realización de audiencia para limitar el objeto de la pericia, debiendo Chesf presentar, con esa finalidad, una minuta de Término de Referencia. Al 30 de septiembre de 2009 el juez que preside la causa había pospuesto la audiencia del día 15 de septiembre de 2009 para el día 22 de octubre de 2009. En esa audiencia el juez fijó una nueva audiencia para el día 2 de marzo de 2010, con la finalidad de nombrar el perito del juicio y la determinación del plazo para la realización de la pericia. En esa audiencia se realizó el saneamiento del proceso y se designó el 08/06/2010 para la audiencia de Instrucción. En esa audiencia fueron discutidas particularidades en torno de la pericia a ser realizada, habiendo decidido el Sr. Juez la realización de una nueva audiencia para nombrar al perito oficial y para indicar los asistentes técnicos de las partes e instalación de la pericia. No hubo fijación de una fecha para esa nueva audiencia. En julio de 2010 fue publicada una decisión invirtiendo el peso de la prueba y el cargo financiero para su realización, determinando que el costo de la pericia sea asumido por Chesf. Se interpuso un pedimento de revisión contra la decisión que invirtió el peso de la prueba y el cargo financiero. En agosto de 2010 hubo una publicación del despacho del Juez Asociado Relator Francisco Barros Dias, convirtiendo el pedimento de revisión en pedimento retenido, y determinando la remesa de los autos al juicio de origen, donde el 03/08/2010 fue publicado un despacho del juez de la 2^a Jurisdicción de JF/SE manteniendo la decisión agravada por sus propios fundamentos y determinando que se aguarde por 90 (noventa) días la eventual atribución de efecto suspensivo por el Alto TRF 5^a. El 09/08/2010, la Compañía opuso Solicitud de Aclaración contra la decisión que convirtió el Pedimento de Revisión en Pedimento Retenido. En septiembre de 2010, se publicó un

despacho negando el pedimento a las Solicitudes de Aclaración opuestas por Chesf. Se interpuso Pedimento legal contra la decisión que convirtió el Pedimento de Revisión retenido. El 18/10/2010 se publicó la decisión del Juez Asociado Federal Relator recibiendo el Pedimento Legal interpuesto como pedido de reconsideración y denegándolo. El 31 de diciembre de 2010 el citado recurso estaba pendiente de juicio en el TRF.

El Juez Asociado relator negó el pedimento de revisión legal interpuesto por Chesf y, el 29 de marzo de 2011, el juez de primera instancia nombró un equipo de peritos para la producción de un laudo. El 08/04/2011 Chesf presentó en juicio la lista de sus asistentes técnicos y de sus indagaciones periciales. El 30/09/2011 se aguardaba la realización de la audiencia determinada para el día 30/11/2011, para definir de la mejor forma de operacionalización el inicio de los trabajos periciales. En esa audiencia el juez determinó que Chesf efectuase hasta el 31/01/2012 un depósito en cuenta bancaria de R\$ 50, a disposición de ese juicio para cubrir los gastos con los peritos judiciales. También quedó establecida la fecha de 29/02/2012 para la realización de una audiencia involucrando el juez y los peritos nombrados por él, sin la presencia de las partes, para determinar el rumbo de los trabajos periciales.

Los abogados que patrocinan las causas de la Compañía apoyaron que la expectativa de la Administración sobre la posibilidad de pérdida de esas acciones por falla de la defensa es posible, y remota con relación a los valores de los pedidos.

- 2.1.3)** Acción ordinaria propuesta por AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (proc. 2002.34.00.026509-0 – 15^a Jurisdicción Federal-DF) para la contabilización y liquidación por Aneel de las transacciones del mercado, relativa a la exposición positiva (beneficio) verificada con motivo de la no opción por el alivio (seguro) efectuada en diciembre de 2000. Decisión interlocutoria emitida en el Pedimento de Revisión de AES SUL (Proceso nº 2002.01.00.040870-5) interpuesto contra Aneel, resultó en un cargo de aproximadamente R\$ 110 millones, con pago estipulado para el día 07/11/2008.

Para suspender la exigibilidad del cargo, se adoptaron en esa oportunidad (del 3 al 7/11/2008), las siguientes medidas jurídicas: 1) juicio de Pedido de Suspensión de Interdicto Provisional en el STJ; 2) Impetración de Mandato de Seguridad ante el Tribunal de Justicia del Distrito Federal - TJDF; 3) protocolización de petición postulando el ingreso de Chesf en el proceso, en la condición de *litisconsorte* pasiva necesaria. Fueron acogidos los procedimientos 2 y 3, con la consecuente reforma del interdicto provisional y suspensión del cargo en cuestión. Chesf ingresó en el pleito como *litisconsorte* pasiva necesaria y contestó la acción, que se encuentra en fase de especificación de pruebas. Al 31/12/2011 el Tribunal Federal de la 1.^a Región había juzgado procedente el mandato de seguridad interpuesto por Chesf (medida 2), habiendo AES ingresado con Recurso Especial, el cual está concluso con el Ministro Relator en el STJ.

- 2.1.4)** Acción declaratoria con pedido de indemnización (Proc. nº 7125-2009/434-78.2009.8.06.0115) propuesta por Carbomil Química S.A. para obtener una indemnización como resultado de la instalación de una línea de transmisión de energía eléctrica en la mina Lajedo do Mel, localizada en los municipios de Jaguarauna y Quixeré, en Ceará, y Baraúna, en Rio Grande do Norte. Se realizó una pericia y enseguida la Compañía elaboró un incidente procesal, protocolizando una excepción de incompetencia, que fue negada. El proceso tiene una estimación de pérdida posible en el valor de R\$ 70.000.

2.2) Controlada en conjunto

2.2.1) ESBR Participações S.A.

- 2.2.1.1)** El pago del Impuestos sobre Servicios de Cualquier Naturaleza - ISSQN relativo al contrato de construcción de las obras civiles de la Planta Hidroeléctrica Jirau, firmado con el proveedor Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A., es realizado con la reducción de la base de cálculo del impuesto en 60%. Tal procedimiento está respaldado por los Decretos del municipio de Porto Velho (RO) nºs 10.244/2005 y 10.363/2006. La Secretaría Municipal de Hacienda del Municipio de Porto Velho (RO) cuestionó la aplicación de los referidos decretos al contrato. El objeto de la controversia se limita a valor incurridos hasta el 31/12/2009, considerando la publicación de la Ley Complementaria del Municipio de Porto Velho nº 369/2009, ratificando la aplicabilidad de la reducción de la base de cálculo del ISSQN en 60% a partir del ejercicio de 2010.

La empresa Energia Sustentável do Brasil S.A., controlada integral de ESBR Participações S.A., efectuó, el 13/05/2010, un depósito judicial del principal de los valores involucrados en la cuestión (R\$ 17.339), amparado por interdicto provisional obtenido en los autos de acción cautelar innominada, movida en *litisconsorcio* activo con la empresa Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A. El 11/06/2010, se protocolizó una acción ordinaria declaratoria relativa a la cuestión también en *litisconsorcio* activo con el proveedor. El referido saldo, actualizado monetariamente, totaliza R\$ 19.248 al 31/12/2011, cuya participación de la Compañía corresponde a R\$ 3.850.

El 28/07/2010, la Secretaría Municipal de Hacienda del Municipio de Porto Velho – RO emitió la Circular Normativa 001/2010 y el Parecer 001/2010, que alteraron el parecer fiscal anterior, considerando válida la deducción de la base de cálculo del ISSQN. La empresa está solicitando de la Secretaría Municipal de Hacienda la extinción del proceso, con juicio de mérito favorable, para que los valores depositados puedan ser rescatados.

Consubstanciada en los hechos anteriores y en la opinión de sus abogados internos y externos, la empresa entiende que el riesgo de pérdida de la causa es remoto. Siendo así, efectuó solamente la provisión de los honorarios de éxito de los abogados externos, en el monto de R\$ 865 (R\$ 173 correspondiente a la participación de la Compañía).

2.2.1.2) La controlada tiene proceso laborales en curso, en los que figura como la 2^a reclamada por responsabilidad solidaria en contrato con terceros, en el valor de R\$ 10.665 (R\$ 2.133 correspondiente a la participación de la Compañía), con estimación de pérdida posible.

3) Con *riesgo de pérdida remoto* se destaca la siguiente acción:

3.1) Controlante

A pesar de que los administradores, respaldados por los consultores jurídicos de la Compañía, consideran que su riesgo de pérdida es remoto, existe una acción de cobranza en curso presentada por Construtora Mendes Júnior S.A., contratada para la construcción de la Planta Hidroeléctrica Itaparica, por pérdidas financieras alegadas resultantes de atraso en el pago de facturas por parte de la Compañía.

La referida Acción de Cobranza está basada en la Acción Declarativa juzgada procedente con el propósito de declarar la existencia de una relación de crédito de Mendes Júnior con Chesf, asegurando resarcimiento financiero.

En esta acción de cobranza, Construtora Mendes Júnior S.A. obtuvo sentencia del Juicio de la 4^a Jurisdicción Civil, posteriormente anulada, que condenaba a Chesf al pago de la cantidad que, incluyendo honorarios de los abogados y ajuste monetario hasta el mes de agosto de 1996, calculado según el criterio determinado por el juicio – sería de aproximadamente R\$ 7 mil millones, valor no actualizado desde esa fecha.

Después de la decisión del Superior Tribunal de Justicia, de no conocer recurso especial interpuesto por Construtora Mendes Júnior, y confirmar la decisión de la 2^a Cámara Civil del Tribunal de Justicia de Pernambuco, que anuló la sentencia, determinando también la redistribución del proceso a una de las Jurisdicciones Federales de Pernambuco, el proceso fue enviado a la 12^a Jurisdicción Federal, con el número 2000.83.00.014864-7, para realizar una nueva pericia y proferir una nueva sentencia.

La Pericia fue presentada. Debe destacarse que el Perito, respondiendo indagación de Chesf, declaró que "*no es posible, a partir del análisis de los registros financieros de Mendes Júnior, afirmar que esta empresa captó, en los períodos en que ocurrieron atrasos en el pago de las facturas, fondos en el mercado financiero, específicamente para la financiación de la obra de Itaparica*". Esa respuesta fue confirmada por el análisis efectuado por el Asistente Técnico de Chesf, que incluyó un minucioso examen de los estados financieros de Mendes Júnior. Basada en esos resultados, Chesf pidió la improcedencia total de la acción.

El Ministerio Público Federal presentó manifestación con pedido de declaración de nulidad de todo el proceso. Y, en el mérito, pidió la improcedencia de la acción.

La acción fue juzgada procedente en parte, a través de sentencia publicada el 8 de marzo de 2008. Contra la sentencia, Chesf presentó recurso pidiendo aclaración de la sentencia (solicitud de aclaración), acatados por la Jueza por medio de una decisión que esclareció algunos puntos de la sentencia relativos a la determinación de eventual deuda de Chesf con Mendes Junior.

Contra esa sentencia Chesf presentó recurso de apelación, en que pidió la improcedencia total de la acción; considerando especialmente que, en esta acción de cobranza, cabía a Mendes Júnior, para tener derecho a algún tipo de resarcimiento financiero, en cumplimiento de la decisión proferida en la Acción Declarativa anteriormente presentada, comprobar que captó fondos específicamente para la financiación de la obra de Itaparica, debido al atraso de Chesf en el pago de algunas facturas; y que los gastos financieros que tuvo, con esa captación de fondos, habrían sido superiores al total de cargos pagados por Chesf, debido a esos atrasos. El Gobierno Federal y el Ministerio Público Federal presentaron recursos en el mismo sentido que el presentado por Chesf.

En sesión realizada el 25/10/2010, el Tribunal Regional Federal de la 5^a Región concedió los recursos interpuestos por Chesf, Gobierno Federal y Ministerio Público Federal, y juzgó la aludida acción completamente improcedente. Hay información de presentación de recursos especiales y extraordinarios por Construtora Mendes Júnior y por el Gobierno Federal, aunque Chesf no haya sido intimada a presentar contra razones a esos recursos. Al 31/12/2010 se aguardaba el pronunciamiento del TRF 5^a Región sobre el seguimiento del recurso extraordinario de Mendes Junior, cuyo recurso especial ya hubiera sido negado por la misma corte.

Considerando la existencia de la decisión del Tribunal Regional Federal de la 5^a Región, informamos que el riesgo de pérdida de Chesf en esta acción es remoto.

3.2) Riesgos ambientales

Chesf, como resultado de sus actividades operativas, posee acciones de naturaleza ambiental para las cuales no hay provisiones por involucrar riesgos de pérdida clasificados por la Administración y por sus consultores jurídicos como *posibles* o *remotos*. Con base en la opinión de esos consultores jurídicos, la Administración cree que la resolución de esas cuestiones no producirá efecto material adverso sobre su situación financiera y, con base en histórico, cree que ninguna provisión o seguro para pérdidas, relacionados a las cuestiones ambientales, sea necesario.

25 – CONCESIONES A PAGAR – USO DEL BIEN PÚBLICO

La Compañía, por intermedio de sus controladas en conjunto ESBR Participações S.A. y Norte Energia S.A., posee contratos de concesión onerosa con el Gobierno Federal para la utilización del bien público para la generación de energía eléctrica en las plantas hidroeléctricas Jirau y Belo Monte, respectivamente.

Buscando reflejar adecuadamente en el patrimonio el otorgamiento oneroso de la concesión y la respectiva obligación ante el Gobierno Federal, a partir del análisis de la característica de los negocios, de los contratos y del estado de los proyectos, el valor de las concesiones de las Plantas Jirau y Belo Monte fue registrado en el activo intangible como contrapartida en el pasivo no corriente.

El valor identificado en el contrato, calculado a precio futuro con base en la proyección de la variación monetaria, fue ajustado a valor presente con base en la tasa de descuento calculada en la fecha de la obligación.

La actualización de la obligación en función de la tasa de descuento y de la variación monetaria está siendo capitalizada en el activo durante la construcción de las Plantas Hidroeléctricas y será reconocida directamente en el resultado, a partir de la fecha de la entrada en operación comercial.

	Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010
Uso del Bien Público - UBP	<u>41.641</u>	<u>17.808</u>

26- ANTICIPO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL - AFAC

Con la finalidad de cubrir el programa de inversiones y las inversiones financieras en SPEs, nuestra Controlante, Eletrobras, liberó fondos en el monto de R\$ 1.293.000 bajo la forma de Anticipo para Futuro Aumento de Capital.

El aumento de capital proveniente de ese Anticipo para Futuro Aumento de Capital – AFAC está previsto para acontecer en 2012, después que Chesf haya cumplido todas las disposiciones legales necesarias para la formalización del proceso.

27 – COMPROMISOS

La Compañía posee individualmente, en la fecha de estos estados contables, compromisos para la adquisición de activos contratados con proveedores diversos, relativos a adquisiciones para la formación de nuevos proyectos y para las sustituciones necesarias para el mantenimiento operativo de los existentes, con realización prevista para el ejercicio de 2012 en el monto de R\$ 1.237.802.

28 – PATRIMONIO NETO

• Capital Social

El capital social, en el valor de R\$ 7.720.760 (R\$ 7.720.760, en 2010), es constituido por acciones sin valor nominal con la siguiente distribución:

Accionistas	Número de acciones en miles					
	Ordinarias		Preferidas		Total	%
	Cant.	%	Cant.	%		
Eletrobras	50.095	100,000	1.240	84,371	51.335	99,554
Ministério da Fazenda	-	-	194	13,184	194	0,376
Light	-	-	9	0,586	9	0,017
Otros	-	-	27	1,859	27	0,053
	50.095	100,000	1.470	100,000	51.565	100,000

Las acciones ordinarias son nominativas con derecho a voto. Las acciones preferidas, también nominativas, no tienen clase específica, ni derecho a voto y no son convertibles en acciones ordinarias gozando, entretanto, de prioridad en la distribución de dividendo, como mínimo 10% al año, calculado sobre el capital correspondiente a esa especie de acciones.

La Compañía recibió en este ejercicio, de su controlante, un Anticipo para Futuro Aumento de Capital- AFAC, con capitalización prevista para 2012, después de cumplir las formalidades necesarias al proceso de aumento de capital (nota 26).

• Reservas de Capital

	31/12/2011	31/12/2010
Donaciones/subvenciones para inversiones	4.759.353	4.759.353
Remuneración de bienes y derechos constituidos con capital propio	156.846	156.846
	4.916.199	4.916.199

• Reservas de Beneficios

	31/12/2011	31/12/2010
Legal	501.886	439.822
Estatutarias	8.179	8.179
Beneficios a realizar	428.599	446.532
Incentivos fiscales	693.200	380.357
Retención de beneficios	2.209.834	3.503.626
	3.841.698	4.778.516

La Reserva Legal se constituye con base en 5% del beneficio neto del ejercicio, de acuerdo con la legislación societaria, limitada 20% del capital social.

La Reserva de Beneficios a Realizar, relativa al saldo acreedor del ajuste monetario de ejercicios anteriores a 1995, es revertida para la cuenta de beneficios acumulados, con base en el porcentual de realización de los Bienes de Uso, integrando la base de cálculo de la remuneración a los accionistas.

La Reserva de Incentivos Fiscales fue creada por la Ley nº 11.638/2007. Fue revocada en la Ley nº 6.404/1976 párrafo "d" del § 1º Art. 182 - que permitía la contabilización de donaciones y subvenciones para inversión como reserva de capital - e incluido el artículo 195-A que posibilita a la Asamblea General, por propuesta de los órganos de la administración, destinar para la reserva de incentivos fiscales el componente del beneficio neto relativo a donaciones o subvenciones gubernamentales para inversiones, la cual podrá ser excluida de la base de cálculo del dividendo obligatorio.

- **Dividendos Adicionales Propuestos**

De acuerdo con la Interpretación Técnica ICPC 08 – Contabilización de la propuesta de pago de dividendos, el valor de los dividendos arriba del mínimo obligatorio establecido en el estatuto, no aprobados en asamblea general, está siendo presentado en el patrimonio neto como dividendos adicionales propuestos.

El cálculo de la remuneración a los accionistas, como también los dividendos adicionales se presentan en la nota 36.

- **Otros Resultados Completos**

La Compañía reconoció en este ejercicio en su patrimonio neto en forma refleja, por el método de participación patrimonial proporcional, ajustes en otros resultados completos provenientes del resultado de operaciones de *hedge* de flujo de efectivo registrados en el patrimonio neto de sus controladas en conjunto ESBR Participações S.A. y Manaus Transmissora de Energia S.A., proporcionalmente a las participaciones en esas empresas, en el monto de R\$ 3.719 (pérdida de R\$ 1.702 en 2010).

En conformidad con el Pronunciamiento Técnico – CPC 33 (*IAS 19*), la Compañía reconoció en este ejercicio pérdidas actariales de beneficios post empleo, netas del impuesto a las ganancias y de la contribución social diferidos, en Otros resultados completos, en el valor de R\$ 194.106 (pérdida de R\$ 162.045 en 2010).

29 – RECONCILIACIÓN DEL INGRESO OPERATIVO NETO

En cumplimiento con las exigencias del CPC 30 – Ingreso (*IAS 18*), presentamos a continuación la reconciliación entre el ingreso bruto y el ingreso neto incluida en el estado de resultados. De acuerdo con las prácticas contables anteriormente adoptadas, la presentación del ingreso de la Compañía en el estado de resultados separaba el ingreso operativo bruto, las deducciones sobre el ingreso operativo bruto y el ingreso neto. Las nuevas prácticas contables establecen que la Compañía debe presentar en su estado de resultados solamente el ingreso neto, por éste representar los ingresos brutos de beneficios económicos recibidos y por recibir originarios de sus propias actividades.

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
INGRESO OPERATIVO BRUTO				
Abastecimiento de energía eléctrica	779.472	752.037	779.472	752.037
Suministro de energía eléctrica	3.407.106	3.356.039	3.407.106	3.356.039
Sistema de transmisión	630.849	485.561	639.490	486.523
Energía eléctrica de corto plazo (CCEE)*	(829)	305.885	(829)	305.885
Ingreso de construcción	581.089	420.451	943.268	624.446
Ingreso financiero	617.491	690.179	702.196	759.023
Otros ingresos operativos	16.168	11.691	29.707	25.937
	6.031.346	6.021.843	6.500.410	6.309.890
DEDUCCIONES DEL INGRESO OPERATIVO				
Reserva Global de Reversión – RGR	(130.353)	(131.007)	(132.089)	(132.599)
ICMS sobre energía eléctrica	(97.061)	(84.212)	(97.065)	(84.212)
ISS	(816)	(568)	(816)	(815)
Investigación y Desarrollo	(47.240)	(48.944)	(47.836)	(49.544)
Cuenta de Consumo de Combustibles Fósiles – CCC	(126.433)	(105.837)	(126.433)	(105.837)
Cuenta de Desarrollo Energético – CDE	(17.925)	(19.598)	(17.925)	(19.598)
Proinfa	(39.206)	(51.077)	(39.206)	(51.077)
PIS/Pasep	(80.692)	(78.698)	(81.195)	(79.194)
Cofins	(373.133)	(351.354)	(375.453)	(353.956)
	(912.859)	(871.295)	(918.018)	(876.832)
INGRESO OPERATIVO NETO				
	5.118.487	5.150.548	5.582.392	5.433.058

(*) El saldo negativo presentado el 31/12/2011, proviene de los recálculos de las liquidaciones en conformidad con la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica –CCEE, en el mercado de corto plazo.

El ingreso de la Compañía proviene sustancialmente de la venta de energía eléctrica, de la construcción, operación, mantenimiento y actualización del activo financiero originario de su sistema de transmisión. Estas operaciones están respaldadas por contratos de compra y venta de energía, en transacciones efectuadas en el mercado de corto plazo, en conformidad con la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE, y en contratos del sistema de transmisión.

30–CARGOS REGULATORIOS

La Compañía incurrió en el ejercicio, en cargos regulatorios que totalizaron R\$ 611.514 (R\$ 565.981, en 2010) con la siguiente composición:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Reserva Global de Reversión – RGR	130.353	131.007	132.089	132.599
Investigación y Desarrollo – P&D	47.240	48.944	47.836	49.544
Cuenta de Consumo de Combustibles Fósiles - CCC	126.433	105.837	126.433	105.837
Cuenta de Desarrollo Energético – CDE	17.925	19.598	17.925	19.598
Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía – Proinfa	39.206	51.077	39.206	51.077
Tasa de Fiscalización del Servicio Público de Energía Eléctrica – TFSEE	21.638	11.509	21.951	11.778
Compensación Financiera por la Utilización de Recursos Hídricos – CFURH	224.374	192.768	224.374	192.768
Cargo de Energía de Reserva – EER	4.345	5.241	4.345	5.241
Total	611.514	565.981	614.159	568.442

31- COSTOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Los costos y los gastos generales y administrativos presentados en el Estado de Resultados del Ejercicio, tienen la siguiente composición:

	Controlante			31/12/2010	
	31/12/2011		Total		
	Costos de Explotación	Gastos de Explotación			
Energía eléctrica comprada para reventa	7.635	-	7.635	24.061	
Cargos por el uso de la red eléctrica	805.270	-	805.270	765.661	
Costo de construcción	581.089	-	581.089	420.451	
Personal	312.987	475.730	788.717	578.649	
Material	15.705	13.408	29.113	24.138	
Combustibles para la producción de energía	4.793	-	4.793	2.296	
Servicio de terceros	65.263	124.491	189.754	177.999	
Depreciación y amortización	342.778	75.230	418.008	416.097	
Comp. Fin. por la utiliz. de recursos hídricos	224.374	-	224.374	192.768	
Beneficios post empleo	-	(44.101)	(44.101)	(27.998)	
Arrendamientos y alquileres	6.957	16.275	23.232	21.342	
Tributos	143	3.609	3.752	3.594	
Provisiones para contingencias	-	158.839	158.839	82.357	
Provisión (reversión de provisión) para créditos de liquidación dudosa	(734)	17.849	17.115	18.740	
Pérdidas con clientes	-	24.367	24.367	21.752	
Participaciones en los beneficios o resultados	-	102.451	102.451	91.241	
Otros	(20.866)	51.121	30.255	19.986	
Total	2.345.394	1.019.269	3.364.663	2.833.134	

	Consolidado			
	31/12/2011		31/12/2010	
	Costos de Explotación	Gastos de Explotación	Total	Total
Energia eléctrica comprada para reventa	7.635	-	7.635	24.061
Cargos por el uso de la red eléctrica	805.270	-	805.270	765.661
Costo de construcción	943.268	-	943.268	624.446
Personal	314.493	483.572	798.065	585.956
Material	16.017	13.726	29.743	24.306
Combustibles para la producción de energía	4.793	-	4.793	2.296
Servicio de terceros	66.663	133.209	199.872	182.547
Depreciación y amortización	342.817	75.321	418.138	416.117
Comp. Fin. Por la utiliz. de recursos hídricos	224.374	-	224.374	192.768
Beneficios post empleos	1.004	11.757	12.761	(27.998)
Arrendamientos y alquileres	7.055	34.547	41.602	21.968
Tributos	171	9.160	9.331	3.624
Provisiones para contingencias	-	158.839	158.839	82.357
Provisión (reversión de provisión) para créditos de liquidación dudosa	(734)	17.849	17.115	18.740
Pérdidas con clientes	-	24.367	24.367	21.752
Participaciones en los beneficios o resultados	-	102.451	102.451	91.241
Otros	(17.358)	(23.814)	(41.172)	23.582
Total	2.715.468	1.040.984	3.756.452	3.053.424

32 – RESULTADO FINANCIERO

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Ingresos Financieros				
Renta de inversiones financieras	133.179	78.043	144.853	80.488
Variaciones monetarias y aumentos por mora - energía vendida	86.953	154.275	86.954	154.277
Otras variaciones monetarias activas	1.757	1.454	1.985	1.454
Otros ingresos financieros	35.848	23.247	31.654	33.970
PIS/Pasep y Cofins	(553)	99.686	(553)	99.686
	257.184	356.705	264.893	369.875
Gastos Financieros				
Cargos por deudas	(65.375)	(60.897)	(69.813)	(74.235)
Variaciones monetarias sobre préstamos y financiaciones	(940)	(493)	(12.349)	(493)
Otras variaciones monetarias pasivas	(151)	(141)	(498)	(141)
Otros gastos financieros	(202.242)	(35.474)	(215.749)	(65.251)
	(268.708)	(97.005)	(298.409)	(140.120)
	(11.524)	259.700	(33.516)	229.755

33-RECONCILIACIÓN DE LAS TASAS EFECTIVAS Y NOMINALES DE LA PROVISIÓN PARA EL IMPUESTO A LAS GANANCIAS Y DE LA CONTRIBUCIÓN SOCIAL

La reconciliación de las tasas efectivas y nominales, utilizadas para el cálculo de la contribución social y de la provisión para el impuesto a las ganancias, se presenta a continuación:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Beneficio antes de la Contribución Social y del Impuesto a las Ganancias	1.801.113	2.608.367	1.811.028	2.609.059
Cargo total de la Contribución Social y del Impuesto a las ganancias calculado con base en las tasas de 9% y 15%, más adicional, respectivamente	612.354	886.821	615.484	887.056
Efectos fiscales sobre adiciones o exclusiones permanentes	(52.543)	(75.329)	(42.406)	(69.420)
Contribución social sobre el Impuesto a las ganancias del ejercicio	559.811	811.492	573.078	817.636
 Contribución social corriente e Impuesto a las ganancias	570.107	715.563	580.037	726.489
Contribución Social	157.024	195.800	159.777	198.677
Impuesto a las Ganancias	413.083	519.763	420.260	527.812
Contribución social e Impuesto a las ganancias diferidos	(10.296)	95.929	(5.342)	91.147
Contribución Social	1.687	37.551	3.260	36.285
Impuesto a las Ganancias	(11.983)	58.378	(8.602)	54.862
Contribución social sobre el Impuesto a las ganancias del ejercicio	559.811	811.492	574.695	817.636

34 – INCENTIVOS FISCALES – SUDENE/SUDAM

La Medida Provisoria nº 2.199-14, del 24/08/2001, alterada por la Ley nº 11.196, del 21/11/2005, posibilita que las empresas situadas en las regiones de actuación de Sudene y de Sudan que posean proyectos en el sector de infraestructura, considerados en acto del Poder Ejecutivo, prioritarios para el desarrollo regional, reduzcan el valor del impuesto a las ganancias debido para fines de inversiones en proyectos de instalación, ampliación, modernización o diversificación.

Chesf obtuvo, en 2008, el derecho a la reducción de 75% (setenta y cinco por ciento) del Impuesto a las Ganancias y Adicionales no Restituibles, calculados basados en la ganancia de explotación. Tal incentivo fue concedido para los ejercicios de 2008 a 2017.

En el año 2010, Chesf protocolizó en Sudene un proyecto solicitando el incentivo de Reinversión previsto en el art. 19 de la Ley nº 8.167, del 16 de enero de 2011, con las alteraciones introducidas por el art. 3º de la Medida Provisoria nº 2.199-14/2001. Ese proyecto fue aprobado por Sudene en septiembre de 2011.

El incentivo fiscal de reducción del Impuesto a las Ganancias y Adicionales no restituibles totalizó en el ejercicio R\$ 302.985 (R\$ 380.357, en 2010), y el incentivo fiscal de Reinversión totalizó R\$ 9.858 (sin comparativo en 2010), con sus registros en el resultado del período como reducción del impuesto a las ganancias calculado, en cumplimiento del Pronunciamiento Técnico CPC 07 (IAS 20). El componente del beneficio proveniente de esos incentivos fiscales, será objeto de distribución a la Reserva de Beneficios denominada Reserva de Incentivos fiscales, en conformidad con el artículo 195-A de la Ley nº 6.404/1976, la cual solamente podrá ser utilizada para aumento del capital social o eventual absorción de pérdidas.

De forma consolidada con sus controladas en conjunto STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A. e Integração Transmissora de Energia S.A, la Compañía determinó un incentivo fiscal en el ejercicio en el monto de R\$ 317.812 (R\$ 385.809, en 2010).

35 –PARTICIPACIÓN EN LOS BENEFICIOS O RESULTADOS

Como resultado del Acuerdo Colectivo de Trabajo y observadas las disposiciones legales y estatutarias, la Compañía contabilizó el importe de R\$ 102.451 (R\$ 91.241, en 2010) destinado a la participación de los empleados en los beneficios o resultados del ejercicio, a ser sometido a la Asamblea General Ordinaria – AGO.

36 – REMUNERACIÓN A LOS ACCIONISTAS

	31/12/2011	31/12/2010
Beneficio neto del ejercicio	1.554.145	2.177.232
Constitución de la Reserva de Incentivos Fiscales	(312.843)	(380.357)
Constitución de la Reserva legal	(62.065)	(89.844)
Realización de la Reserva de beneficios a realizar	17.933	18.027
Beneficio neto ajustado – base de cálculo de la remuneración	1.197.170	1.725.058
Adopción inicial de las nuevas prácticas	-	168.195
Beneficio a distribuir	1.197.170	1.893.253
Dividendos mínimos obligatorios (25%)	299.293	431.266
Remuneración propuesta:		
Dividendos mínimos obligatorios	299.293	431.266
Dividendos adicionales	897.877	1.461.987
Remuneración neta	1.197.170	1.893.253
Porcentual sobre el beneficio neto a distribuir	100,00%	100,00%
Dividendos brutos por acción ordinaria (R\$)	23,22	36,72
Dividendos brutos por acción preferida (R\$)	23,22	36,72

El estatuto social de la Compañía establece como dividendos mínimos obligatorios una distribución de 25% del resultado neto determinado en cada ejercicio social ajustado en la forma de la Ley.

De acuerdo con las nuevas prácticas contables establecidas en la Interpretación Técnica ICPC 08 – Contabilización de la propuesta de pago de dividendos, el valor de los dividendos excedente al mínimo obligatorio establecido en el estatuto, no aprobado en asamblea general, se presenta en el patrimonio neto como dividendos adicionales propuestos.

La remuneración a los accionistas será pagada en la fecha que sea fijada por la Asamblea General - AGO de Accionistas - AGO, o de acuerdo con la Ley Societaria, en el caso que la AGO no se pronuncie sobre la materia, y tendrán sus valores actualizados monetariamente a partir del 31/12/2011 hasta la fecha de pago, con base en la variación de la tasa Selic.

La 63^a Asamblea General Ordinaria realizada el 16/06/2011, que aprobó los Estados Contables del ejercicio de 2010, decidió por la distribución de la totalidad del beneficio neto ajustado de ese ejercicio en la forma de dividendos, ocurriendo en esa ocasión el compromiso del accionista controlador de garantizar los recursos necesarios al programa de inversiones de la Compañía, concretado en 2011, por medio del Anticipo para Futuro aumento de Capital (Nota 26).

37 – BENEFICIO POR ACCIÓN

a) Beneficio Básico

El beneficio básico por acción es calculado mediante la división del beneficio del período atribuible a los accionistas de la Compañía por la cantidad de acciones en circulación representativas del capital social en el respectivo período.

	31/12/2011			31/12/2010		
	Ordinarias	Preferidas	Total	Ordinarias	Preferidas	Total
Básico						
Numerador						
Beneficio neto atribuible a los accionistas	1.509.840	44.305	1.554.145	2.115.164	62.068	2.177.232
Denominador						
Cantidad de acciones	50.095	1.470	51.565	50.095	1.470	51.565
Beneficio básico por acción en R\$	30,14	30,14	30,14	42,22	42,22	42,22

b) Beneficio Diluido

El beneficio diluido por acción es calculado por medio de la cantidad de acciones en circulación, ajustada por los instrumentos potencialmente convertibles en acciones, con efecto diluidor en los períodos presentados. La Compañía tiene solamente como instrumento diluidor el Anticipo para Futuro aumento de Capital – AFAC ocurrido en diciembre de 2011.

	31/12/2011			31/12/2010		
	Ordinarias	Preferidas	Total	Ordinarias	Preferidas	Total
Diluido						
Numerador						
Beneficio neto atribuible a los accionistas	1.509.823	44.322	1.554.145	2.115.164	62.068	2.177.232
Denominador						
Cantidad con la conversión presupuesta	53.857	1.581	55.438	50.095	1.470	51.565
Beneficio diluido por acción en R\$	28,03	28,03	28,03	42,22	42,22	42,22

38 – PARTES RELACIONADAS

Las transacciones con partes relacionadas son realizadas a precios y condiciones compatibles con las que serían practicadas en el mercado o basadas en contratos propios del Sector Eléctrico. En la secuencia, identificamos las empresas/entidades relacionadas con la Compañía:

Empresas	Naturaleza de Operación	31/12/2011			31/12/2010		
		Activo	Pasivo	Resultado	Activo	Pasivo	Resultado
Eletrobras	Cuentas por cobrar	1.547	-	-	1.106	-	-
	Préstamos y financiaciones	-	143.020	-	-	153.941	-
	Cuentas a pagar	-	494	-	-	407	-
	Dividendos	-	295.852	-	-	427.824	-
	Gastos financieros	-	-	(9.739)	-	-	(15.442)
	Actualización de dividendos	-	-	(178.696)	-	-	(16.099)
Furnas	AFAC	-	1.293.000	-	-	-	-
		1.547	1.732.366	(188.435)	1.106	582.172	(31.541)
	Clientes	4.912	-	-	4.288	-	-
	Cuentas por cobrar	11	-	-	10	-	-
	Proveedores	-	14.708	-	-	13.346	-
	Dividendos	-	14	-	-	2	-
Eletrosul	Cargo por uso de la red eléctrica	-	-	(126.651)	-	-	(129.251)
	Actualización de dividendos	-	-	(2)	-	-	-
		4.923	14.722	126.653)	4.298	13.348	(129.251)
	Cuentas por cobrar	25	-	-	27	-	-
	Proveedores	-	7.835	-	-	6.614	-
	Cargo por uso de la red eléctrica	-	-	(65.290)	-	-	(63.666)
Eletronorte		25	7.835	(65.290)	27	6.614	3.666)
	Clientes	7.832	-	-	6.587	-	-
	Proveedores	-	8.760	-	-	8.489	-
	Cuentas a pagar	-	91	-	-	-	-
	Cuentas por cobrar	8	-	-	8	-	-
	Cargo por uso de la red eléctrica	-	-	(78.445)	-	-	(72.637)
Eletronuclear		7.840	8.851	(78.445)	6.595	8.489	(72.637)
	Clientes	617	-	-	534	-	-
	Dividendos	-	8	-	-	1	-
	Actualización de dividendos	-	-	(1)	-	-	-
		617	8	(1)	534	1	-
	Clientes	37.078	-	-	37.720	-	-
CGTEE	Cuentas a pagar	-	-	-	-	3	-
	Suministro de energía	-	-	41.894	-	-	255.273
		37.078	-	41.894	37.720	3	255.273
Eletropar	Cuentas por cobrar	14.693	-	-	14.693	-	-
	(-) Provisión para pérd.	(13.237)	-	-	(13.237)	-	-
	Anticipo a proveedores	5.279	-	-	5.279	-	-
	Cuentas a pagar	-	1.456	-	-	1.456	-
		6.735	1.456	-	6.735	1.456	-

Continuación

Empresas	Naturaleza de la operación	31/12/2011			31/12/2010		
		Activo	Pasivo	Resultado	Activo	Pasivo	Resultado
Ceal	Clientes	27.817	-	-	23.553	-	-
	Cuentas por cobrar	25	-	-	23	-	-
	Suministro de energía	-	-	57.088	-	-	54.394
		27.842	-	57.088	23.576	-	54.394
Fachesf	Proveedores	-	7.181	-	-	1.695	-
	Contribución normal	-	9.317	-	-	8.290	-
	Contratos actuariales	-	381.560	-	-	362.691	-
	Gastos de explotación	-	-	(16.381)	-	-	(13.493)
	Gastos actuariales	-	-	44.101	-	-	27.998
Cepisa			398.058	27.720	-	372.676	14.505
	Clientes	11.325	-	-	65.846	-	-
	Suministro de energía	-	-	47.585	-	-	46.767
STN		11.325	-	47.585	65.846	-	46.767
	Cuentas por cobrar	174	-	-	-	-	-
	Partic. societaria permanente	195.267	-	-	193.244	-	-
	Proveedores	-	1.271	-	-	1.151	-
	Ingreso por prest. de servicios	-	-	2.055	-	-	1.854
	Ingreso financiero (ICP)	-	-	5.872	-	-	3.342
	Participación patrimonial	-	-	28.314	-	-	33.262
	Cargo por uso de la red eléctrica	-	-	(10.869)	-	-	(10.410)
		195.441	1.271	25.372	193.244	1.151	28.048
Integração Transmissora de Energia S.A.	Partic. societaria permanente	31.692	-	-	28.530	-	-
	Proveedores	-	929	-	-	903	-
	Dividendos	609	-	-	676	-	-
	Cargo por uso de la red eléctrica	-	-	(8.429)	-	-	(8.045)
	Participación patrimonial	-	-	3.095	-	-	2.844
		32.301	929	(5.334)	29.206	903	(5.201)
Energética Águas da Pedra S.A.	Partic. societária permanente	75.638	-	-	61.286	-	-
	Clientes	244	-	-	-	-	-
	Dividendos	4.252	-	-	-	-	-
	Participación patrimonial	-	-	18.604	-	-	(330)
		80.134	-	18.604	61.286	-	(330)
ESBR Participações S.A.	Partic. societaria permanente	554.408	-	-	412.001	-	-
	Participación patrimonial	-	-	(3.646)	-	-	(2.952)
	Otros resultados completos	-	(3.253)	-	-	(2.170)	(1.235)
		554.408	(3.253)	(3.646)	412.001	(2.170)	(4.187)
I.E. Madeira	Partic. societaria permanente	179.878	-	-	61.574	-	-
	Participación patrimonial	-	-	10.872	-	-	2.066
		179.878	-	10.872	61.574	-	2.066
Manaus Transmissora	Partic. societaria permanente	122.268	-	-	(18.187)	-	-
	Cuentas a pagar	-	112	-	-	-	-
	Otros resultados completos	-	(467)	-	-	(466)	-
	Ingreso por prestación de servicios	-	-	1.722	-	-	-
	Participación patrimonial	-	-	(8.041)	-	-	(8.981)
		122.268	(355)	(6.319)	(18.187)	(466)	(8.981)

Continuación

Empresas	Naturaleza da operación	31/12/2011			31/12/2010		
		Activo	Pasivo	Resultado	Activo	Pasivo	Resultado
Manaus Construtora	Partic. societaria permanente	6.392	-	-	5.949	-	-
	Dividendos	8.432	-	-	-	-	-
	Participación patrimonial	-	-	8.874	-	-	5.948
TDG		14.824	-	8.874	5.949	-	5.948
	Partic. societaria permanente	15.235	-	-	13.018	-	-
	Participación patrimonial	-	-	2.217	-	-	(261)
Norte Energia S.A.		15.235	-	2.217	13.018	-	(261)
	Partic. societaria permanente	217.672	-	-	26.669	-	-
	Participación patrimonial	-	-	(997)	-	-	(333)
Ceron		217.672	-	(997)	26.669	-	(333)
	Clientes	197	-	-	-	-	-
		197	-	-	-	-	-
Eletroacre	Clientes	242	-	-	-	-	-
	Suministro de energía	-	-	1.211	-	-	-
		242	-	1.211	-	-	-
Sete Gameleiras	Partic. societaria permanente	1.850	-	-	158	-	-
	Participación patrimonial	-	-	(157)	-	-	(3)
		1.850	-	(157)	158	-	(3)
São Pedro	Partic. societaria permanente	1.803	-	-	157	-	-
	Participación patrimonial	-	-	(143)	-	-	(4)
		1.803	-	(143)	157	-	(4)
Pedra Branca	Partic. societaria permanente	1.737	-	-	158	-	-
	Participación patrimonial	-	-	(179)	-	-	(3)
		1.737	-	(179)	158	-	(3)
Cepel	Gastos de explotación	-	-	(12.826)	-	-	(9.863)
		-	-	(12.826)	-	-	(9.863)
	Partic. societaria permanente	980	-	-	-	-	-
IE Garanhuns		980	-	-	-	-	-

A continuación, se identifican los orígenes de las principales transacciones, por empresa:

Eletrobras

- Contratos de préstamos y financiaciones celebrados entre las partes, de acuerdo con las condiciones mencionadas en la nota 19;
- Remuneración por el capital invertido;
- Instrumentos de Anticipo para Futuro Aumento de Capital – AFAC, de acuerdo con la nota 26.

Furnas

- Contratos celebrados para disponibilidad del sistema de transmisión;
- Contratos celebrados para el uso de la red eléctrica;
- Remuneración por el capital invertido.

Eletrosul

- Contratos celebrados para el uso de la red eléctrica.

Eletronorte

- Contratos celebrados para disponibilidad del sistema de transmisión;
- Contratos celebrados para el uso de la red eléctrica.

Eletronuclear

- Contratos celebrados para disponibilidad del sistema del sistema de transmisión;
- Remuneración por el capital invertido.

CGTEE

- Contratos celebrados para suministro de energía eléctrica;
- Contratos celebrados para disponibilidad del sistema de transmisión;

Eletropar

- Contratos celebrados para la prestación de servicios;

Ceal

- Contratos celebrados para el suministro de energía eléctrica;
- Contratos celebrados para el uso del sistema de transmisión.

Fachesf

- Compromisos actuariales referentes a la previsión complementaria;
- Contrato de alquiler de los edificios de la sede y del anexo de la Compañía;
- Intermediación de prestación de servicios de salud, seguro de vida y otros beneficios a los empleados de la Compañía.

Cepisa

- Contratos celebrados para el suministro de energía eléctrica;

STN – Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.

- Valor invertido en la participación societaria, evaluado por el método de participación patrimonial proporcional;
- Contratos de prestación de servicios de operación y mantenimiento de línea de transmisión;
- Contratos celebrados para el uso de la red del sistema de transmisión;
- Remuneración por el capital invertido.

Integracão Transmissora de Energia S.A.

- Valor invertido en la participación societaria valuado por el método de participación patrimonial proporcional;
- Contratos celebrados para el uso de la red del sistema de transmisión;
- Remuneración por el capital invertido.

Energética Águas da Pedra S.A.

- Valor invertido en la participación societaria valuado por el método de participación patrimonial proporcional;
- Remuneración por el capital invertido.

ESBR Participações S.A.

- Valor invertido en la participación societaria, valuado por el método de participación patrimonial proporcional;

Interligacão Elétrica do Madeira S.A.

- Valor invertido en la participación societaria, valuado por el método de participación patrimonial proporcional.

Manaus Transmissora de Energia S.A.

- Valor invertido en la participación societaria valuado por el método de participación patrimonial proporcional;
- Contrato celebrado para prestación de servicios.

Manaus Construtora Ltda.

- Valor invertido en la participación societaria valuado por el método de participación patrimonial proporcional;
- Remuneración por el capital invertido.

TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

- Valor invertido en la participación societaria valuado por el método de participación patrimonial proporcional.

Norte Energia S.A.

- Valor invertido en la participación societaria valuado por el método de participación patrimonial proporcional.

Centrais Elétricas de Rondônia S.A. – Ceron

- Contratos celebrados para el suministro de energía eléctrica.

Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre

- Contratos celebrados para el suministro de energía eléctrica.

Sete Gameleiras

- Valor invertido en la participación societaria valuado por el método de participación patrimonial proporcional.

São Pedro do Lago

- Valor invertido en la participación societaria valuado por el método de participación patrimonial proporcional.

Pedra Branca S.A.

- Valor invertido en la participación societaria valuado por el método de participación patrimonial proporcional.

Cepel

- Contrato de contribución mensual como asociado.

Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

- Valor invertido en la participación societaria valuado por el método de participación patrimonial proporcional.

Además de las empresas antes mencionadas, la Compañía también posee las siguientes partes relacionadas:

- Amazonas Distribuidora de Energia S.A.
- Itaipu Binacional
- Boa Vista Energia S.A.
- Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.;
- Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I y Caiçara II.

Remuneración del personal clave

El personal clave de la administración incluye los consejeros de administración y fiscal, y directores. El gasto total en el ejercicio de 2011 se presenta a continuación:

	31/12/2011	31/12/2010
Remuneración de Directores y Consejeros	2.910	2.709
Cargas Sociales	730	740
Beneficios	327	207
Participación en los beneficios o resultados	324	282
	4.291	3.938

Los administradores no poseen pagos basados en acciones de la Compañía.

39 – INSTRUMENTOS FINANCIEROS

En cumplimiento a la Deliberación CVM nº 604, del 19 de noviembre de 2009, que aprobó los Pronunciamientos Técnicos CPC 38 (IAS 39), 39 (IAS 32) y 40 (IFRS 7) y a la Instrucción CVM nº 475, del 17 de diciembre de 2008, la Compañía procedió a la evaluación de sus instrumentos financieros, inclusive de derivados.

39.1- Consideraciones generales:

Los principales instrumentos financieros al 31/12/2011 se describen a continuación:

ACTIVO

- Efectivo y equivalentes de efectivo

Son clasificados como mantenidos para negociación. El valor de mercado está reflejado en los valores registrados en los estados de situación patrimonial;

- Cuentas por cobrar de clientes y otros

Resultan directamente de las operaciones de la Compañía, son clasificadas como valores por recibir y están registradas por sus valores originales, sujetas a la provisión para pérdidas y ajuste a valor presente, cuando corresponde.

- Activo Financiero – Concesiones de servicio público

Los valores de los activos financieros a ser recibidos durante la concesión están reconocidos por la diferencia entre el valor justo de los activos construidos o adquiridos a efectos de prestación de los servicios de concesión y el valor contable de los activos financieros con expectativa de ser recibidos al final de la concesión.

- Prendas y depósitos vinculados

Las prendas y depósitos vinculados se refieren a garantías prestadas a instituciones financieras y en subastas de energía eléctrica y depósitos judiciales vinculados a procesos existentes en las esferas judicial y administrativa, están registrados al costo, más los respectivos rendimientos devengados hasta la fecha del balance.

- Títulos y valores mobiliarios

Las inversiones financieras en Letras Financieras del Tesoro – LFT son mantenidas para negociación en un fondo de inversión exclusivo, según la reglamentación en vigor. Los demás títulos y valores mobiliarios, correspondientes a la menor parte, están relacionados a Títulos de la Deuda Agraria – TDA y Notas del Tesoro Nacional – NTN con vencimientos definidos, para los cuales la Compañía tiene la intención de mantener hasta su vencimiento. Son registrados por el costo de adquisición más intereses y actualización monetaria, con impactos en el resultado y son ajustadas al valor probable de realización, cuando corresponda.

PASIVO

- Proveedores

Resultan directamente de las operaciones de la Compañía y son clasificados como pasivos financieros no medidos a valor justo.

- Préstamos y financiaciones

Estas operaciones de crédito están actualizadas hasta la fecha del balance; los correspondientes cargos están provisionados con base en tasas fijas o variables vigentes al 31/12/2011, y los contratos de prenda con nuestra controlante, Eletrobrás, que representan cerca de 22% del total de la deuda de la Compañía, de los cuales 3,7% son remunerados a una tasa de interés equivalente a 10% al año. La tasa de mercado de Eletrobrás es por ella definida teniendo en cuenta la prima de riesgo compatible con las actividades del Sector Eléctrico. Considerando las circunstancias especiales involucradas en la financiación de sus proyectos de expansión, el valor de mercado de esos préstamos corresponde a sus valores contables.

- Debentures

Corresponden a 420 debentures emitidas por la controlada en conjunto Interligação Elétrica do Madeira S.A., en septiembre de 2011, al valor unitario de R\$ 1 millón, con tasa de interés de 106,5% del CDI, a ser totalmente rescatadas el 15 de septiembre de 2012. En el saldo de R\$ 430.580, la participación de la Compañía de 24,5% corresponde a R\$ 105.492.

- Concesiones a pagar - Uso del Bien Público

Se refiere a contratos de concesión onerosa entre sus controladas en conjunto y el Gobierno Federal para la utilización del bien público para la generación de energía eléctrica en las plantas hidroeléctricas Jirau y Belo Monte (nota 25);

Los valores de los instrumentos financieros reconocidos en los estados contables al 31 de diciembre de 2011 son equivalentes a sus valores de mercado, considerando los criterios de medición de cada uno de ellos.

39.2- Categoría de Instrumentos financieros

Categoría	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Activos financieros:				
Medido a valor justo				
Efectivo y equivalentes de efectivo	268.638	299.397	564.024	497.993
Mantenidos para negociación				
Títulos y valores mobiliarios	914.071	962.306	914.071	962.306
Valores por recibir				
Clientes	745.277	856.975	752.450	864.142
Activo financiero – Concesiones de servicio público	6.071.981	5.676.092	7.100.236	6.328.770
Prendas y depósitos vinculados	295.785	254.559	302.423	262.454
Mantenidos hasta su vencimiento				
Títulos y valores mobiliarios	8.541	8.403	8.541	8.403
	8.304.293	8.057.732	9.641.745	8.924.068
Pasivos financieros:				
Medidos al costo amortizado				
Proveedores	370.788	268.592	562.558	359.158
Préstamos y financiaciones	791.848	693.226	2.694.533	1.901.527
Debentures	-	-	105.492	-
Concesiones a pagar - Uso del Bien Público	-	-	41.641	17.808
	1.162.636	961.818	3.404.224	2.278.493

39.3- Gestión de Capital

Los objetivos de la Compañía al administrar su capital son los de salvaguardar la capacidad de continuidad para ofrecer retorno a los accionistas y beneficios a las otras partes interesadas, además de perseguir una estructura de capital ideal para la reducción de costos.

La Compañía posee una excelente capacidad de *leverage*, fruto de su generación de efectivo, que garantiza sus inversiones, que puede ser demostrada con base en el índice de *leverage* financiero, utilizado por su controlante para el Sistema Eletrobras. Ese índice corresponde a la deuda neta dividida por el capital total. La deuda neta, a su vez, corresponde al total de financiaciones, préstamos y debentures, de corto y largo plazos, según se presenta en el estado de situación patrimonial, menos el monto de efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total se determina por la suma del patrimonio neto, según se presenta en el estado de situación patrimonial, con la deuda neta.

Los índices de *leverage* financiero al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se pueden resumir de la siguiente forma:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Financiaciones, préstamos y debentures	791.848	693.226	2.800.025	1.901.527
(-) Efectivo y Equivalentes de Efectivo	268.638	299.397	564.024	497.993
Deuda neta	523.210	393.829	2.236.001	1.403.534
(+) Total del patrimonio neto	16.818.638	17.216.161	16.818.638	17.216.161
Total del capital	17.341.848	17.609.990	19.054.639	18.619.695
Índice de <i>leverage</i> financiero	3,0%	2,2%	11,7%	7,5%

La Compañía recibió de su controlante, Eletrobras, en el ejercicio de 2011, un anticipo para futuro aumento de capital en el valor de R\$ 1.293.000, con previsión de capitalización en 2012 (nota 26).

39.4 – Gestión de Riesgos

La Compañía posee los siguientes riesgos asociados a la utilización de sus instrumentos financieros:

- Riesgo de mercado

Es el riesgo de que cambios de mercado, como alteraciones en las tasas de intereses y en los precios, puedan afectar los ingresos de la Compañía o el valor de sus instrumentos financieros.

- Riesgo de cargos de la deuda

Este riesgo es oriundo de la posibilidad que la Compañía incurra en pérdidas por cuenta de oscilaciones en las tasas de intereses u otros índices de ajuste de deuda, que aumenten los gastos financieros relativos a contratos de financiación, o disminuyan el ingreso financiero relativo a las inversiones financieras de la Compañía.

La Administración de la Compañía no identifica entre los valores de mercado y los presentados en los estados contables al 31 de diciembre de 2011, la ocurrencia de diferencias relevantes originadas de operaciones que involucren instrumentos financieros que requieran divulgación específica.

- Riesgo de estructura de capital (o riesgo financiero)

Proviene de la elección entre el capital propio (aportes de capital y retención de beneficios) y el capital de terceros que la Compañía efectúa para financiar sus operaciones. La Compañía sigue la estructura de capital determinada por estudios técnicos elaborados para la definición del negocio, como también por los límites establecidos por los agentes financieros.

- Riesgo de vencimiento anticipado

La Compañía posee contratos de préstamos y financiaciones, por medio de sus controladas en conjunto, con cláusulas restrictivas que, en general, requieren el mantenimiento de índices económico financieros en determinados niveles (*covenants* financieros). El incumplimiento de esas restricciones puede implicar en vencimiento anticipado de la deuda.

- Riesgo sobre la escasez de energía

El Sistema Eléctrico Brasílero es abastecido predominantemente por la generación hidroeléctrica. Un período prolongado de escasez de lluvia, durante la estación húmeda, reducirá el volumen de agua en los embalses de esas plantas hidroeléctricas, trayendo como consecuencia el aumento en el costo de la adquisición de energía en el mercado de corto plazo y en la elevación de los valores de cargos de sistema como resultado del despacho de las plantas termoeléctricas. En una situación extrema podrá adoptarse un sistema de racionamiento, que implicaría en la reducción de ingreso. No obstante, considerando los niveles actuales de los embalses y las últimas simulaciones efectuadas, el Operador Nacional de Sistema Eléctrico – ONS no prevé para los próximos años un nuevo programa de racionamiento.

- Riesgo de liquidez

La previsión de flujo de efectivo es realizada por la Compañía, y su proyección es monitoreada continuamente para garantizar las exigencias de liquidez, los límites o cláusulas de los contratos de financiación y efectivo suficiente para atender las necesidades operativas del negocio.

El exceso de efectivo generado por la Compañía es invertido, escogiendo instrumentos con rentabilidad, vencimientos y liquidez suficiente y apropiados para proporcionar resultado, según se determina por las provisiones antes mencionadas.

La siguiente tabla analiza los pasivos financieros no derivados de la Compañía por tipo de vencimiento, correspondientes al período restante en el estado de situación patrimonial hasta la fecha contractual del vencimiento. Los valores divulgados en la tabla son los flujos de efectivo no descontados contratados.

	Controlante			
	Menos de 1 año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Más de 5 años
Al 31 de diciembre de 2011				
Préstamos y financiaciones	336.680	133.348	173.262	123.507
Proveedores	370.788	-	-	-
Anticipo para futuro aumento de capital	1.293.000	-	-	-
Al 31 de diciembre de 2010				
Préstamos y financiaciones	62.730	361.156	130.191	126.939
Proveedores	299.328	-	-	-

				Consolidado
	Menos de 1 año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Más de 5 años
Al 31 de diciembre de 2011				
Préstamos y financiaciones	1.111.103	146.667	583.613	1.547.582
Debentures	105.492			
Proveedores	562.558	-	-	-
Anticipo para futuro aumento de capital	1.293.000	-	-	-
Concesiones a pagar – Uso del Bien Público	41.641	-	-	-
Al 31 de diciembre de 2010				
Préstamos y financiaciones	306.758	374.475	262.816	732.543
Proveedores	359.158	-	-	-
Concesiones a pagar – Uso del Bien Público	17.808	-	-	-

- Riesgo Regulatorio

La Compañía tiene concesiones para la explotación de servicios de generación y transmisión de energía eléctrica que, de acuerdo con la legislación en vigor, pueden no ser renovadas. Si la renovación de esas concesiones no es deferida, o la renovación ocurre mediante la imposición de costos adicionales para la Compañía – concesión onerosa, puede verse comprometido su desempeño operativo.

39.5– HEDGE

La Compañía no poseía aisladamente operaciones de *hedge* o de otros derivados en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, ni poseía una previsión para este tipo de operación. Entre tanto, existen transacciones por medio de sus controladas en conjunto que poseen tales instrumentos financieros, como sigue:

39.5.1- ESBR Participações S.A.

En 2009, con el objetivo de reducir la exposición cambiaria de determinados componentes del contrato con la empresa china Dong Fang, la controlada firmó contratos a futuro de moneda sin entrega física (NDF) con instituciones financieras. Los valores de esos acuerdos fueron de US\$ 41.000 y US\$ 16.400, con vencimientos el 17 de septiembre de 2009 y 18 de diciembre de 2009, y tasas pactadas de R\$ 2,29 y R\$ 2,18, respectivamente. Tales operaciones fueron clasificadas como *hedges* de flujo de efectivo. Según se prevé en las normas contables brasileras, las variaciones cambiarias de las NDF fueron registradas a cuenta de otros resultados completos y transferidas a los bienes de uso en la efectiva liquidación del pasivo con el proveedor.

El 17 de septiembre de 2009, la Controlada liquidó la operación de NDF en el valor de US\$ 41.000 con pérdidas determinadas de R\$ 20.360.

Con relación al contrato de NDF, en el valor de US\$ 16.400, su liquidación ocurrió en la fecha del vencimiento, con resultado negativo de R\$ 6.599, sin que hubiese cumplimiento de las obligaciones contractuales por parte del proveedor. Las variaciones cambiarias de la NDF fueron registradas en el patrimonio neto de la Controlada y se mantuvieron ahí hasta el efectivo cumplimiento de las obligaciones de Dong Fang, lo que ocurrió al final del primer semestre de 2010.

A partir del final del ejercicio de 2009, la Controlada alteró su estrategia de *hedge* y desde entonces viene realizando inversiones financieras en dólar estadounidense, con la finalidad de respaldar las garantías de las cartas de crédito emitidas por Banco do Brasil y Banco Itaú a favor de los proveedores chinos Dong Fang y Hyosung. Dichas inversiones también son clasificadas como *hedge* de flujo de efectivo.

El movimiento completo de la cuenta de ajustes de variación patrimonial, durante los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, se describe a continuación:

	31/12/2011	31/12/2010
Saldo al inicio del ejercicio	(12.778)	(6.599)
Variación cambiaria sobre NDF	-	-
Variación cambiaria sobre el principal de depósitos vinculados	10.485	(11.845)
Efecto del pago a proveedores - saldos del ejercicio anterior	5.780	6.599
Efecto del pago a proveedores - saldos del ejercicio actual	-	(933)
Saldo al final del ejercicio	3.487	(12.778)

Estas operaciones generaron en el ejercicio un resultado completo, el cual se refleja en la DMPL consolidada en el valor de R\$ 3.253.

• Análisis de Sensibilidad

La Compañía efectuó un análisis de sensibilidad de los efectos en los resultados de la controlada, proporcionales a su participación, provenientes de valorización y desvalorización cambiaria de 25% y 50%, los cuales se presentan a continuación:

Contrato	Desvalorización de los Índices							
	Saldo (US\$ mil)	Saldo (R\$ mil)	Índice (US\$)	Escenario I (-25%) Índice	Escenario II (-50%) Índice	Escenario I (-25%) Valor	Escenario II (-50%) Valor	
SPE								
1: Banco do Brasil R\$/US\$	3.110	5.631	1,8109	1,3582	0,9055	4.223	2.816	
2: Itaú R\$/US\$	10.852	19.652	1,8109	1,3582	0,9055	14.739	9.826	
TOTAL	13.962	25.283	———	———	———	18.962	12.642	
Valorización de los Índices								
Contrato	Saldo (US\$ mil)	Saldo (R\$ mil)	Índice (US\$)	Escenario I (+25%) Índice	Escenario II (+50%) Índice	Escenario I (+25%) Valor	Escenario II (+50%) Valor	
SPE								
1: Banco do Brasil R\$/US\$	3.110	5.631	1,8109	2,2636	2,7164	7.039	8.447	
2: Itaú R\$/US\$	10.852	19.652	1,8109	2,2636	2,7164	24.565	29.478	
TOTAL	13.962	25.283	———	———	———	31.604	37.925	

39.5.2- Manaus Transmissora de Energia S.A.

Los instrumentos financieros derivados contratados por la controlada Manaus Transmissora de Energia S.A. tienen el propósito de proteger sus operaciones contra los riesgos de oscilación de las tasas de cambio y la variación del precio del aluminio en el mercado internacional, que tiene un peso significativo en su plan de inversiones. Ellos no son utilizados para fines especulativos y fueron encuadrados en 2008 en la categoría de *Hedge* de flujo de efectivo. Tales instrumentos fueron contratados con instituciones financieras de primera línea, en Brasil y en el exterior.

El componente efectivo de las valorizaciones o desvalorizaciones de los instrumentos financieros encuadrados en la categoría de *Hedge* de flujo de efectivo fue registrado en 2008, neto de los efectos tributarios, en cuenta específica del patrimonio neto, en el rubro "Otros Resultados Completos" hasta la compra del bien de uso relacionado, cuando este valor ajustaría el costo de este activo. Se entiende por componente efectivo el que la variación en el ítem objeto de *hedge* directamente relacionada al riesgo correspondiente, es compensada por la variación en el instrumento financiero utilizado para *hedge*, considerando el efecto acumulado de la operación. Las demás variaciones verificadas en esos instrumentos son reconocidas directamente en el resultado del período.

El 18/08/2008, la controlada contrató una operación de compromiso de compra futuro de aluminio (LME), con el Banco Société Générale – Paris, para protegerse de la variación de la cotización del precio de esta materia prima en el mercado internacional como resultado de la necesidad de compra de cables para la construcción de la línea de transmisión. El valor nacional equivalente en moneda extranjera corresponde a US\$ 73.486 mil y esta operación tiene vencimiento sustancialmente en el ejercicio de 2011. Al 31 de diciembre de 2009, el valor justo de la operación generó una ganancia de R\$ 42.530, registrada en el rubro "Resultado financiero".

El 1º de julio de 2008, fue contratada y liquidada en el vencimiento una operación a futuro de compra de US\$ 221.000 mil en los bancos BNP Paribas y Citibank y fue liquidada en noviembre de 2008 por el valor justo de R\$ 500.720 devengando una ganancia de R\$ 131.212, registrado en el rubro "Ajustes de valuación patrimonial" en el patrimonio neto, por el hecho de haber cumplido, en la época, los requerimientos necesarios para la aplicación del *hedge accounting*.

En 2009, por alteraciones en la estrategia, las transacciones altamente probables, objeto de cobertura de *hedges*, previstas en 2008 para ocurrir hasta el vencimiento de los derivados, no ocurrirían más considerando la opción adoptada de adquirir los equipos de proveedores que asumiesen el riesgo de la variación del valor del aluminio. De esta forma, la ganancia o pérdida que en 2008 habían sido directamente contabilizadas en el rubro "Ajustes de valuación patrimonial" fueron transferidas para el resultado en el ejercicio de 2009, en el rubro "Resultado financiero". Al 31 de diciembre de 2009, el valor justo de la operación generó una ganancia de R\$ 42.530, registrada en el rubro "Resultado financiero".

El 4 de marzo de 2010, se contrató la operación a futuro de compra de monedas en la modalidad de *Non-Deliverable Forward* (NDF), con HSBC Bank Brasil S.A - Banco Múltiplo con el objeto de obtener efectivo para honrar compromisos ya contratado.

Hasta el 26 de noviembre de 2010, por no cumplir los requisitos necesarios para la aplicación de *hedge accounting*, las valorizaciones y/o desvalorizaciones de los instrumentos financieros continuaron a ser imputadas al resultado del ejercicio.

El 27 de noviembre de 2010, a partir de una revaluación de las estrategias de *hedge* frente a las estrategias operativas de compra de materiales, la administración de la controlada, según se aprobó en reunión del Consejo de Administración realizada el 2 de diciembre de 2010, decidió liquidar anticipadamente parte de la cartera de derivados, reajustando las posiciones y readecuando las operaciones a los requerimientos necesarios para la aplicación de *hedge accounting*. De esta forma, el 27 y el 30 de diciembre de 2010 se efectuaron las liquidaciones de las coberturas financieras de las operaciones de NDF y LME, respectivamente.

Las operaciones con derivados fueron totalmente liquidadas en 2011 y generaron una ganancia registrada en Otros resultados completos reflejada en la DMPL consolidada, en el valor de R\$ 466.

39.5.3- Interligação Elétrica do Madeira S.A.

La SPE celebró en este ejercicio un contrato de Instrumentos Financieros derivados, como protección para el riesgo cambiario en la contratación de suministros de soportes de montaje de acero, aluminio y cabos de aluminio.

La Gestión de Instrumentos Financieros está en conformidad con su Plan de Negocios. El resultado devengado de esa operación y la aplicación de control para la administración de su riesgo forma parte del monitoreo de los riesgos financieros adoptado por la Compañía.

La SPE adoptó el "*Hedge Accounting*" y clasifica el derivado contratado como *Hedge de Valor Justo*, según los parámetros descritos en el Pronunciamiento Contable CPC 38 y en el IAS39.

39.6- Estimación del valor justo

La Compañía utiliza la siguiente jerarquía para determinar y divulgar el valor justo de instrumentos financieros por la técnica de valuación:

	Controlante			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Al 31 de diciembre de 2011				
<u>Activos</u>				
Inversiones Financieras	265.332	-	-	265.332
Títulos y valores mobiliarios	922.612	-	-	922.612
Total	1.187.944	-	-	1.187.944

Al 31 de diciembre de 2010

	Controlante			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Al 31 de diciembre de 2010				
<u>Activos</u>				
Inversiones Financieras	289.856	-	-	289.856
Títulos y valores mobiliarios	970.709	-	-	970.709
Total	1.260.565	-	-	1.260.565

	Consolidado			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Al 31 de diciembre de 2011				
<u>Activos</u>				
Inversiones Financieras	511.430	-	-	511.430
Títulos y valores mobiliarios	922.612	-	-	922.612
Total	1.434.042	-	-	1.434.042

Al 31 de diciembre de 2010

	Consolidado			
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Al 31 de diciembre de 2010				
<u>Activos</u>				
Inversiones Financieras	487.300	-	-	487.300
Títulos y valores mobiliarios	970.709	-	-	970.709
Total	1.458.009	-	-	1.458.009

Los activos y pasivos financieros registrados a valor justo son clasificados y divulgados de acuerdo con los siguientes niveles:

Nivel 1 – precios cotizados (no ajustados) que en mercados activos, netos y visibles para activos y pasivos idénticos que están accesibles en la fecha de medición;

Nivel 2 – precios cotizados (pudiendo ser ajustados o no) para activos o pasivos similares en mercados activos, otras entradas no observables en el nivel 1, directa o indirectamente, en los términos del activo o pasivo, y

Nivel 3 – activos y pasivos cuyos precios no existen o que esos precios o técnicas de valuación son amparados por un mercado pequeño o inexistente, no observable o no neto. En ese nivel la estimación del valor justo se torna altamente subjetiva.

40 – ESTADO DE RESULTADOS CLASIFICADO POR ACTIVIDAD

	Controlante					
	31/12/2011			31/12/2010		
	Generación	Transmisión	Total	Generación	Transmisión	Total
INGRESO OPERATIVO NETO	3.565.536	1.552.951	5.118.487	3.814.609	1.335.939	5.150.548
COSTO DEL SERVICIO DE ENERGÍA						
Costo con energía eléctrica						
Energía eléctrica comprada para reventa	(7.635)	-	(7.635)	(24.061)	-	(24.061)
Cargos por el uso de la red eléctrica	(805.270)	-	(805.270)	(765.661)	-	(765.661)
Costo de operación						
Personal	(78.816)	(231.982)	(310.798)	(85.363)	(241.533)	(326.896)
Material	(3.123)	(11.806)	(14.929)	(3.327)	(8.147)	(11.474)
Combustibles p/la producción de energía	(4.793)	-	(4.793)	(2.296)	-	(2.296)
Servicio de terceros	(14.292)	(50.397)	(64.689)	(17.575)	(43.793)	(61.368)
Compensación financiera por la utilización de recursos hídricos	(224.374)	-	(224.374)	(192.768)	-	(192.768)
Depreciación y amortización	(342.778)	-	(342.778)	(345.896)	-	(345.896)
Tasa de Fiscalización de Aneel	(12.995)	(8.643)	(21.638)	(2.943)	(8.566)	(11.509)
Otras	43.171	(7.734)	35.437	32.161	(2.385)	29.776
	(1.450.905)	(310.562)	(1.761.467)	(1.407.729)	(304.424)	(1.712.153)
COSTO DEL SERV. PRESTADO A TERCEROS	734	(3.572)	(2.838)	(3.394)	-	(3.394)
COSTO DE CONSTRUCCIÓN	-	(581.089)	(581.089)	-	(420.451)	(420.451)
BENEFICIO OPERATIVO BRUTO	2.115.365	657.728	2.773.093	2.403.486	611.064	3.014.550
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	(306.856)	(712.413)	(1.019.269)	(253.135)	(444.001)	(697.136)
RESULTADO DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	1.808.509	(54.685)	1.753.824	2.150.351	167.063	2.317.414
RESULTADO DE PARTICIPACIÓN PATRIMONIAL						
Ganancia en la participación patrimonial	45.189	26.788	71.977	31.168	13.737	44.905
Pérdida en la participación patrimonial	(8.265)	(4.899)	(13.164)	(10.544)	(3.108)	(13.652)
	36.924	21.889	58.813	20.624	10.629	31.253
INGRESO (GASTO) FINANCIERO						
Renta de inversiones financieras	92.583	40.596	133.179	57.722	20.321	78.043
Variaciones monetarias o incrementos por mora – energía vendida	80.893	6.060	86.953	137.028	17.247	154.275
Otras variaciones monetarias activas	430	1.327	1.757	391	1.063	1.454
Otros ingresos financieros	18.496	17.352	35.848	8.742	14.505	23.247
PIS/Pasep y Cofins	(403)	(150)	(553)	78.672	21.014	99.686
Cargos por deudas	(30.230)	(35.145)	(65.375)	(26.788)	(34.109)	(60.897)
Variaciones monetarias sobre préstamos y financiaciones	-	(940)	(940)	(115)	(378)	(493)
Otras variaciones monetarias pasivas	(75)	(76)	(151)	(1.516)	1.375	(141)
Otros gastos financieros	(191.475)	(10.767)	(202.242)	(27.323)	(8.151)	(35.474)
	(29.781)	18.257	(11.524)	226.813	32.887	259.700
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.815.652	(14.539)	1.801.113	2.397.788	210.579	2.608.367
Impuesto a las ganancias y contribución social	(568.605)	(1.502)	(570.107)	(783.124)	67.561	(715.563)
Impuesto a las ganancias y contribución social diferidos	(16.524)	26.820	10.296	(24.780)	(71.149)	(95.929)
Incentivos Fiscales	310.208	2.635	312.843	384.590	(4.233)	380.357
BENEFICIO NETO DEL EJERCICIO	1.540.731	13.414	1.554.145	1.974.474	202.758	2.177.232
Beneficio básico por acción (R\$)	-	-	30,14	-	-	42,22
Beneficio diluido por acción (R\$)	-	-	28,03	-	-	42,22

	Consolidado					
	31/12/2011			31/12/2010		
	Generación	Transmisión	Total	Generación	Transmisión	Total
INGRESO OPERATIVO NETO	3.565.332	2.017.060	5.582.392	3.814.609	1.618.449	5.433.058
COSTO DEL SERVICIO DE ENERGÍA						
Costo con energía eléctrica						
Energía eléctrica comprada para reventa	(7.635)	-	(7.635)	(24.061)	-	(24.061)
Cargos por el uso de la red eléctrica	(805.270)	-	(805.270)	(765.661)	-	(765.661)
Costo de la operación						
Personal	(78.818)	(233.486)	(312.304)	(85.363)	(242.904)	(328.267)
Material	(3.134)	(12.107)	(15.241)	(3.327)	(8.245)	(11.572)
Combustibles para la producción de energía	(4.793)	-	(4.793)	(2.296)	-	(2.296)
Servicio de terceros	(14.307)	(51.781)	(66.088)	(17.575)	(44.339)	(61.914)
Compensación financiera por la utilización de recursos hidráulicos	(224.374)	-	(224.374)	(192.768)	-	(192.768)
Depreciación y amortización	(342.779)	(38)	(342.817)	(345.896)	-	(345.896)
Tasa de Fiscalización de Aneel	(12.995)	(8.956)	(21.951)	(2.943)	(8.835)	(11.778)
Otras	43.169	(7.973)	35.196	32.161	(2.603)	29.558
	(1.450.936)	(314.341)	(1.765.277)	(1.407.729)	(306.926)	(1.714.655)
CCOSTO DEL SERV. PRESTADO A TERCEROS	734	(7.657)	(6.923)	(3.394)	-	(3.394)
COSTO DE CONSTRUCCIÓN	-	(943.268)	(943.268)	-	(624.446)	(624.446)
BENEFICIO OPERATIVO BRUTO	2.115.130	751.794	2.866.924	2.403.486	687.077	3.090.563
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	(320.795)	(720.189)	(1.040.984)	(260.551)	(450.378)	(710.929)
RESULTADO DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	1.794.335	31.605	1.825.940	2.142.935	236.699	2.379.634
RESULTADO DE LA PARTICIPACIÓN PATRIMONIAL						
Ganancias en la participación patrimonial	11.680	6.924	18.604	-	-	-
Pérdidas en la participación patrimonial	-	-	-	(255)	(75)	(330)
	11.680	6.924	18.604	(255)	(75)	(330)
INGRESO (GASTO) FINANCIERO						
Renta de inversiones financieras	100.878	43.975	144.853	58.691	21.797	80.488
Variaciones monetarias e incrementos por mora – energía vendida	80.893	6.061	86.954	137.028	17.249	154.277
Otras variaciones monetarias activas	430	1.555	1.985	391	1.063	1.454
Otros ingresos financieros	15.887	15.767	31.654	40.493	(6.523)	33.970
PIS/Pasep y Cofins	(403)	(150)	(553)	78.672	21.014	99.686
Cargos por deudas	(30.230)	(39.583)	(69.813)	(26.788)	(47.447)	(74.235)
Variaciones monetarias sobre financiaciones y préstamos	(3.133)	(9.216)	(12.349)	(115)	(378)	(493)
Otras variaciones monetarias pasivas	(75)	(423)	(498)	(1.516)	1.375	(141)
Otros gastos financieros	(156.811)	(58.938)	(215.749)	(34.638)	(30.613)	(65.251)
	7.436	(40.952)	(33.516)	252.218	(22.463)	229.755
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.813.451	(2.423)	1.811.028	2.394.898	214.161	2.609.059
Impuesto a las ganancias y contribución social						
Impuesto a las ganancias y contribución social diferidos	(568.271)	(11.766)	(580.037)	(783.172)	56.683	(726.489)
Incentivos Fiscales						
	(14.657)	19.999	5.342	(21.842)	(69.305)	(91.147)
	310.208	7.604	317.812	384.590	1.219	385.809
BENEFICIO NETO DEL EJERCICIO	1.540.731	13.414	1.554.145	1.974.474	202.758	2.177.232
Beneficio básico por acción (R\$)	-	-	30,14	-	-	42,22
Beneficio diluido por acción (R\$)	-	-	28,03	-	-	42,22

41- SEGUROS

Actualmente Chesf posee tres contratos de seguros, cada uno de ellos con un período de duración de un año, y todos con inicio a partir del 30/04/2011, cuyo objetivo es obtener cobertura para sus principales activos, tales como bienes de uso en servicio y almacén. Para ello, estos activos están asegurados por pólizas también anuales, especificadas por modalidad de riesgo, según se presenta en el siguiente cuadro:

<u>Pólizas</u>	<u>Valores Asegurados</u>	<u>Primas Anuales</u>
- Riesgos Nombrados:		
Incendio, rayo, explosión daños eléctricos, equipos electrónicos	4.258.526	9.019
- Riesgos aeronáuticos	33.348	368
- Transporte	144.796	142
	4.436.670	9.529

Para el Seguro de Riesgos Nombrados en la póliza contratada se destacaron plantas hidroeléctricas y subestaciones, nombrando los principales equipos con sus respectivos valores asegurados y sus límites de indemnización. Posee cobertura de seguros básica tal como incendio, rayos y explosión de cualquier naturaleza y cobertura adicional contra posibles daños eléctricos, riesgos para equipos electrónicos e informática.

En el valor asegurado relativo al seguro aeronáutico, además de R\$ 7.656 referentes a daños causados a las aeronaves, se incluyen R\$ 2.436 para responsabilidad civil y R\$ 23.356 para responsabilidad civil a 2º Riesgo, previsto en el Código Brasileño de Aeronáutica, que son coberturas contra daños causados a terceros.

Para el seguro de transporte, la Compañía mantiene pólizas para garantizar el movimiento de materiales en las modalidades terrestre, marítimo y aéreo nacionales, y marítimo y aéreo internacionales, mensualmente endosadas y con valores asegurados cubiertos hasta el 31/12/2011.

En la determinación de la política de seguros y administración de riesgos son contemplados las localizaciones físicas, los riesgos a que se exponen los bienes y el costo/beneficio.

42 - ACUERDO GENERAL DEL SECTOR ELÉCTRICO – RECOMPOSICIÓN TARIFARIA EXTRAORDINARIA – RTE, VARIACIÓN DE LOS ITEMS “COMPONENTE A” Y TRANSFERENCIA DE ENERGÍA LIBRE.

El Acuerdo General del Sector Eléctrico - AGSE, firmado por el Gobierno Federal, por los agentes generadores y por los agentes distribuidores de energía eléctrica, el 18 de diciembre de 2001, en la forma inicial de Término de Adhesión y, posteriormente, el 4 de julio de 2002, en la forma de documentos específicos, entre los cuales está el Acuerdo de Reembolso de Energía Libre, que formalizó los entendimientos sobre las cuestiones relativas al racionamiento de energía que estuvo en vigor en el período de junio.2001 a febrero/2002. El AGSE se concretó por intermedio de diversos instrumentos legales, entre los cuales la Ley nº 10.438, del 26 de abril de 2002, que, en su artículo 4º, autorizó a Aneel a proceder a la Recomposición Tarifaria Extraordinaria - RTE.

La RTE tuvo el propósito de cubrir los aspectos financieros a que fueron sometidas las empresas distribuidoras de energía, que tuvieron sus ingresos reducidos en el período de racionamiento de energía establecido en el Programa Emergencial de Reducción de Consumo de Energía Eléctrica – PERCEE, además de recuperar en forma definitiva los valores relativos al “Componente A”, art. 6º de la citada ley. También se incluyó en la RTE la recuperación de valores referentes a Energía Libre, prevista en el artículo 2º de la misma ley, y generada durante el racionamiento.

Las dos primeros componentes (Pérdida de Ingreso y Componente A) debidos a las Distribuidoras podrían ser respaldados por financiación del Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, u operación financiera equivalente, en un valor máximo de 90% del monto de la RTE y del estipulado en el Acuerdo de Reembolso de Energía Libre. La opción de solicitud de préstamo con el BNDES fue abierta a todos los agentes de generación y distribución, con amortización en plazos equivalentes al de la RTE, el cual está previsto en el artículo 11 de la citada ley.

Por fuerza del AGSE las generadoras de energía eléctrica participantes del Mecanismo de Reasignación de Energía – MRE quedaron con la responsabilidad del pago integral a los Generadores libres del componente referente a "Energía Libre" de RTE, pagada con los consumidores de energía de las Distribuidoras, cuyos valores debería ser recaudados por éstas y repasados a las Generadoras del MRE.

El 29/08/2002, por las Resoluciones nº 480 y nº 481, Aneel homologó los montos relativos a las pérdidas de ingreso por el racionamiento en los períodos de junio a diciembre/2001, y enero y febrero/2002, respectivamente. Los valores relativos al "Componente A" y a "Energía Libre" fueron homologados, respectivamente, por las Resoluciones Aneel nº 482 y nº 483, de la misma fecha. El plazo máximo de duración de la RTE para cada empresa distribuidora fue reglamentado por la Resolución ANEEL nº 484, también del 29/08/2002, atendiendo a la determinación legal de que el límite máximo de la media ponderada de los plazos debería ser de 72 meses.

El 12/01/2004, por medio de la Resolución Normativa nº 1, Aneel rectificó los valores homologados por la Resolución nº 483/2002, relativos a Energía Libre, y alteró los plazos máximos de permanencia de la RTE en las tarifas de abastecimiento de energía eléctrica, excluyendo de este plazo la recuperación de los valores de ítems del Componente A, y por la Resolución nº 45, del 03/03/2004, alteró los porcentajes de aplicación en la recaudación de la RTE, por transferencia de Energía Libre para las Generadoras y Distribuidoras, fijados por sus Resoluciones nº 036/2003 y nº 089/2003.

En cumplimiento a las determinaciones del Oficio nº 2.409/2007-SFF/ANEEL, la Compañía extornó en su contabilidad los valores referentes a los tributos y cargos regulatorios, cuyo efecto financiero fue imputado a las concesionarias de generación y que no fueron efectivamente respaldados por los consumidores, en los términos de la Nota Técnica nº 392/2007-SFF/ANEEL. Como los plazos de transferencia habían sido concluidos y todos los valores transferidos, con ese registro se verificó el pago sobrevaluado en el valor de R\$ 2.859 mil, a ser devuelto por las concesionarias de distribución.

Además la Compañía, en cumplimiento de las determinaciones del Oficio nº 2.409/2007-SFF/ANEEL, registró la baja de cuentas a recibir de Energía Libre no facturada por las Distribuidoras en el plazo establecido por ANEEL, en el valor de R\$ 404.193 mil, como también el extorno de los costos tributarios y cargos regulatorios por ésta respaldados, deducidos por las distribuidoras de las transferencias financieras de Energía Libre, cuyos valores no fueron efectivamente respaldados por los consumidores, en los términos de la Nota Técnica nº 392/2007-SFF/ANEEL, en el monto de R\$ 13.795 mil.

El 12/01/2010, Aneel publicó la Resolución Normativa nº 387/2009, del 15/12/2009, determinando que las concesionarias y permisionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica realizasen los cálculos necesarios para la recomposición del valor final de Energía Libre y de Pérdida de Ingreso, utilizando la metodología de la referida Resolución, con el objeto de permitir la determinación de los saldos finales a ser repasados a las generadoras.

El plazo para presentar dichos cálculos a Aneel fue hasta el 28/02/2010, la cual debería por medio de Despacho, en el plazo de hasta 90 días, definir los valores que serían pagados en hasta 30 días.

El 19/05/2010, Aneel publicó el Despacho nº 1.403, determinando la reconciliación de los valores de traspaso de Energía Libre entre las Generadoras y las Distribuidoras. La Compañía realizó dichas reconciliaciones, en la forma del Anexo II del citado Despacho, con el debido envío a esa Agencia.

El 26/08/2010, Aneel publicó el Despacho nº 2.517, fijando los importes finales de las transferencias de Energía Libre actualizados hasta julio de 2010, considerando las reconciliaciones enviadas por las Distribuidoras y Generadoras, firmantes del Acuerdo General del Sector Eléctrico. Por otro lado, los valores referentes a la cobranza sobrevaluada de las Distribuidoras, totalizaron R\$ 3.063, en la fecha base 31/12/2011. No obstante, con motivo del Oficio Circular nº 938/2010-SFF/ANEEL, del 24 de septiembre de 2010, Aneel suspendió su exigibilidad hasta el juicio del recurso administrativo interpuesto por la Compañía.

El 28/09/2010, la acción impetrada por la Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE fue deferida, llevando a la suspensión de las transacciones financieras provenientes del Despacho ANEEL nº 2.517/2010 para diversas Distribuidoras.

Aneel durante el mes de marzo de 2011 publicó los Despachos n.^{os} 1.072, 1.443 y 1.469 como respuesta a varios procesos administrativos interpuestos por las concesionarias, como resultado del Despacho n.^º 2.517/2010. Se publicó también el Despacho n.^º 1.068/2011, que fijó los montos finales de las transferencias de Energía Libre de las Distribuidoras Ampla, CPFL Paulista, CPFL Piratininga y Light, actualizados hasta febrero de 2011, considerando las reconciliaciones realizadas en los términos del Anexo I del Despacho n.^º 1.403, del 19/05/2010.

El 04/04/2011, Aneel publicó el Despacho nº 1.469, que juzgó procedente el recurso administrativo interpuesto por la Compañía, rectificando los valores del Despacho ANEEL nº 2.517/2010.

A continuación, presentamos en la siguiente tabla, por deudor, informaciones del Activo Regulatorio a recibir de Energía Libre por la Compañía, no reconocidas en la contabilidad en conformidad con las prácticas internacionales.

Saldos a recibir	31/12/2011
Empresas	Valor (R\$)
EBE	3.554
CEB	904
Celpe	4.593
Cepisa	1.901
Coelba	4.497
Coelce	430
CSPE	145
Eletronorte	30.452
Eletropaulo	4.536
Energisa Paraíba	120
Energisa Sergipe	892
Escelsa	4.918
CPFL Piratininga	4.166
Light	9.570
CPFL	12.987
RGE	222
Total	83.887

Frente a la interpretación dada por Aneel sobre la no realización de cuentas por cobrar de Energía Libre, imponiendo pérdidas sustanciales a las Generadoras, la Compañía en conjunto con las empresas del Sistema Eletrobras está haciendo esfuerzos con los órganos e instancias competentes en el sentido de preservar sus derechos previstos en el Acuerdo General del Sector Eléctrico.

Acciones judiciales relativas a las contabilizaciones de energía de corto plazo del período septiembre/2000 a diciembre/2002.

Están en curso acciones judiciales presentadas contra la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL, referentes a las contabilizaciones de energía de corto plazo correspondientes al período de septiembre /2000 a diciembre/2002, procedidas por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE. Como parte del proceso, la Compañía podrá ser solicitada a asumir el valor de R\$ 285.923, en valores históricos, Entre tanto, de acuerdo con la evaluación de sus consultores jurídicos, el riesgo de pérdida para la Compañía en este proceso está clasificado como "possible", no cabiendo, por lo tanto, una provisión contable.

43 – BIENES Y DERECHOS DEL GOBIERNO FEDERAL UTILIZADOS POR LA CONCESIONARIA

En los términos de la Instrucción Contable nº 6.3.13, del Manual de Contabilidad del Sector Eléctrico, la Compañía mantiene en registros auxiliares, bienes y derechos del Gobierno Federal en régimen especial de utilización, clasificados por actividad, en el monto de R\$ 68.465 (costo ajustado), según se presenta a continuación:

	31/12/2011								31/12/2010	
	Generación		Transmisión				Generación		Transmisión	
	Cant. ítems	Costo Ajustado	Estimación de Depreciación	Valor neto	Cant. ítems	Costo Ajustado	Estimación de Depreciación	Valor neto	Valor neto	
Barragem da UHE Castelo Branco	1	56.858	(53.446)	3.412	-	-	-	-	4.549	-
Terrenos	10	2.958	-	2.958	4	223	-	223	2.958	223
Edificaciones	223	1.688	(1.688)	-	2	13	(13)	-	-	1
Reasentamiento de PHE Itaparica	1	5.201	(2.711)	2.490	-	-	-	-	2.698	-
Aeropuerto de Guadalupe - PI	1	926	(926)	-	-	-	-	-	-	-
Camino de acceso a la PHE Castelo Branco	1	508	(508)	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	3	90	(86)	4	-	7
Total	237	68.139	(59.279)	8.860	9	326	(99)	227	10.205	231

44 – REMUNERACIÓN DE LOS EMPLEADOS Y ADMINISTRADORES

Tomando como base el mes de diciembre de 2011 y de acuerdo con la política salarial de la Compañía, la mayor y la menor remuneraciones mensuales pagadas a empleados fueron de R\$ 40.243,01 y R\$ 1.190,44, respectivamente; el mayor honorario atribuido a dirigentes correspondió a R\$ 32.909,01. Dichas remuneraciones están compuestas de salarios permanentes, gratificaciones y adicionales.

45 – MEDIO AMBIENTE

Los siguientes gastos son efectivados por Chesf, individualmente, para atender sus compromisos con el medio ambiente:

Naturaleza de los Gastos	31/12/2011			31/12/2010	
	Inversión			Total	
	Bienes de Uso	Resultado	Total		
Mantenimiento de los procesos operativos para la mejora del medio ambiente	4.024	1.412	5.436		7.340
Preservación y/o recuperación de ambientes degradados	61	1.463	1.524		1.273
Educación ambiental para la comunidad	23	904	927		1.009
Otros proyectos ambientales	14.036	2.046	16.082		9.409
Total	18.144	5.825	23.969		19.031

- *Mantenimiento en los procesos operativos para la mejora del medio ambiente*, comprende los gastos con estudios, diagnósticos, levantamientos, planes de uso y programas de verificación, entre otros, no contemplando las acciones de recuperación o compensación de impacto ambiental.
- *Preservación y/o recuperación de ambientes degradados*, comprende los gastos con ejecución de acciones volcadas para preservar y/o recuperar ambientes degradados con impactos ya detectados, con una acción de reparación en curso, pudiendo referirse a ambientes acuáticos, terrestres o atmosféricos.

- *Educación ambiental para la comunidad*, comprende los gastos con acciones de educación y/o capacitación para sustentabilidad, volcadas a las comunidades impactadas por la implantación de los proyectos de la Compañía.
- *Otros proyectos ambientales*, comprende los gastos con las demás acciones adoptadas por la Compañía, teniendo como objeto la preservación del medio ambiente.

La Compañía posee compromisos asumidos de gastos con el medio ambiente en el importe de R\$ 23.535, con previsión de desembolso de R\$ 15.898 para el ejercicio de 2012 y R\$ 7.637 a partir de 2013.

46-ENTRENAMIENTO Y DESARROLLO DE PERSONAL (no auditada)

Chesf tiene como política permanente la calificación de sus dirigentes y empleados, habiendo presentado en el período los siguientes indicadores:

Indicadores	31/12/2011	31/12/2010
Empleados entrenados	4.678	4.822
Hombre/hora entrenados	476.679	417.636
Media/hora entrenamiento	85,6	75,92
Índice de empleados entrenados (%)	84	88
Fuerza de trabajo entrenada (%)	4,46	3,99
Inversión total (R\$ mil)	9.075	7.695
Valor medio invertido por empleado (R\$ 1,00)	1.629	1.399

47 – HECHOS POSTERIORES

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica - Aneel, a través de la Resolución Normativa nº 474/2011 del 07 de febrero de 2012, estableció nuevas tasas de depreciación para los activos en servicio de las concesionarias y permissionarias del servicio público de energía eléctrica, alterando las tablas I y XVI del Manual de Control Patrimonial del Sector Eléctrico-MCPSE, aprobado por la Resolución Normativa nº 367, del 02 de junio de 2009, con vigencia para el cálculo y la contabilización de las nuevas cuotas periódicas de depreciación, a partir del 1º de janeiro de 2012.

Específicamente para la Compañía, Aneel, a través del Oficio nº 1228/2011-SFF/ANEEL, del 30 de diciembre de 2011, prorrogó para el 1º de julio de 2012 el plazo de implantación de la Resolución Normativa nº 367/2009, del 02 de junio de 2009, momento en que será posible analizar mejor la relevancia de las alteraciones de las nuevas tasas de depreciación.

En la valuación de la compañía tales cambios no traerán reflejos significativos, ya que los activos de valores más representativos no tuvieron sus tasas de depreciación alteradas.

COMPOSICIÓN DE LOS CONSEJOS DE ADMINISTRACIÓN Y FISCAL Y DEL DIRECTORIO**CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN**

Armando Casado de Araújo
Presidente

João Bosco de Almeida
Consejero

Swedenberger do Nascimento Barbosa
Consejero

Altino Ventura Filho
Consejero

Marilene Ferrari Lucas Alves Filha
Consejera

CONSEJO FISCAL

Pedro Gaudêncio de Castro
Presidente

Fabiana Magalhães Almeida Rodopoulos
Consejera

Marcelo Cruz
Consejero

DIRECTORIO

João Bosco de Almeida
Director Presidente

Marcos José Mota de Cerqueira
Director Económico Financiero

José Ailton de Lima
Director de Ingeniería y Construcción

Mozart Bandeira Arnaud
Director de Operación

José Pedro de Alcântara Júnior
Director Administrativo

SUPERINTENDENCIA DE EJECUCIÓN Y CONTROL ECONÓMICO-FINANCIERO

José Ivan Pereira Filho
Superintendente
CRC-PE-007552/O-6 – Contador

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDAD

Denilson Veronese da Costa
Jefe de Departamento
CRC-PB-004638/O-7 "S" PE – Contador

Informe de los auditores independientes sobre los estados contables

A los Administradores y Accionistas Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

Hemos auditado los estados contables individuales de Companhia Hidro Elétrica do São Francisco ("Compañía" o "Controlante") que comprenden el estado de situación patrimonial al 31 de diciembre de 2011 y los correspondientes estados de resultado, de resultado completo, de evolución del patrimonio neto y de los flujos de efectivo para el ejercicio terminado en esa fecha, como también el resumen de las principales políticas contables y las demás notas explicativas.

Auditamos también los estados contables consolidados de Companhia Hidro Elétrica do São Francisco y sus controladas ("Consolidado") que comprenden el estado de situación patrimonial consolidado al 31 de diciembre de 2011 y los correspondientes estados consolidados de resultado, de resultado completo, de evolución del patrimonio neto y de los flujos de efectivo para el ejercicio terminado en esa fecha, así como el resumen de las principales políticas contables y las demás notas explicativas.

Responsabilidad de la administración sobre los estados contables

La administración de la Compañía es responsable por la elaboración y adecuada presentación de los estados contables individuales de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil y de los estados contables consolidados de acuerdo con las normas internacionales de información financiera (IFRS) emitidas por *International Accounting Standards Board (IASB)* y las prácticas contables adoptadas en Brasil, así como por los controles internos que ésta determinó ser necesarios para permitir la elaboración de estos estados contables libres de distorsión relevante, independiente si es causada por fraude o por error.

Responsabilidad de los auditores independientes

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados contables con base en nuestra auditoría, efectuada de acuerdo con las normas brasileras e internacionales de auditoría. Esas normas requieren el cumplimiento de exigencias éticas por el auditor y que la auditoría sea planeada y ejecutada con el objetivo de obtener seguridad razonable que los estados contables están libres de distorsión relevante.

Una auditoría comprende la ejecución de procedimientos seleccionados para obtener evidencia respecto a los valores y a las divulgaciones presentados en los estados contables. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de distorsión relevante en los estados contables, independiente si es causada por fraude o por error.

En esa evaluación de riesgos el auditor considera los controles internos relevantes para la elaboración y adecuada presentación de los estados contables de la Compañía para planificar los procedimientos de auditoría que son apropiados en las circunstancias, y no para expresar una opinión sobre la eficacia de esos controles internos de la Compañía. Una auditoría incluye también la evaluación de la adecuación de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables efectuadas por la administración, como también la evaluación de la presentación de los estados contables tomados en conjunto.

Creemos que la evidencia de auditoría obtenida es suficiente y apropiada para fundamentar nuestra opinión.

Opinión sobre los estados contables individuales

En nuestra opinión, los estados contables individuales arriba mencionados presentan adecuadamente, en todos los aspectos relevantes, la situación patrimonial y financiera de Companhia Hidro Elétrica do São Francisco al 31 de diciembre de 2011, el desempeño de sus operaciones y sus flujos de efectivo para el ejercicio terminado en esa fecha, de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil.

Opinión sobre los estados contables consolidados

En nuestra opinión, los estados contables arriba referidos presentan adecuadamente, en todos los aspectos significativos, la situación patrimonial y financiera de Companhia Hidro Elétrica do São Francisco y sus controladas en conjunto al 31 de diciembre de 2011, el desempeño consolidado de sus operaciones y sus flujos de efectivo consolidados para el ejercicio terminado en esa fecha, de acuerdo con las normas internacionales de información financiera (IFRS) emitidas por *International Accounting Standards Board* (IASB) y las prácticas contables adoptadas en Brasil.

Énfasis

Según se describe en la Nota 4.1, los estados contables individuales fueron elaborados de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil. En el caso de Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, esas prácticas difieren del IFRS, aplicable a los estados contables separados, solamente en lo que se refiere a la valuación de las inversiones en controladas, coligadas y controladas en conjunto por el método de participación patrimonial proporcional, ya que a efecto del IFRS sería costo o valor justo. Nuestra opinión no tiene resalvas en función de ese asunto.

Otros asuntos

Información complementaria – estados del valor agregado

Auditamos también los estados individual y consolidado del valor agregado (DVA), referentes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, preparados bajo la responsabilidad de la administración de la Compañía, cuya presentación es requerida por la legislación societaria brasileña para compañías abiertas, y como información complementaria por las IFRS que no requieren la presentación del DVA. Esos estados fueron sometidos a los mismos procedimientos de auditoría descritos anteriormente y, en nuestra opinión, están adecuadamente presentados, en todos sus aspectos relevantes, con relación a los estados contables tomados en conjunto.

Rio de Janeiro, 7 de marzo de 2012

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independientes
CRC 2SP000160/O-5 "F" PE

Gilberto Bagaiolo Contador
Contador CRC 1RS069038/O-o "T" PE

Guilherme Naves Valle
Contador CRC 1MG070614/O-5 "S" PE

INFORME DEL CONSEJO FISCAL

El Consejo Fiscal de Hidro Eléctrica do São Francisco - Chesf, en el uso de sus atribuciones legales y estatutarias, procedió a la revisión del **Informe de la Administración**, como también del **Estado de Situación Patrimonial y demás Estados Contables**, referentes al ejercicio terminado el 31/12/2011, con base en el Informe de PricewaterhouseCoopers Auditores Independientes, emitido el 07/03/2012, sin salvedades, elaborado de acuerdo con las normas de auditoría adoptadas en Brasil

Además, tomó conocimiento de la propuesta a ser enviada para la aprobación de la Asamblea General de Accionistas de Distribución del Beneficio Neto del ejercicio, que incluye la distribución de dividendos en el importe de R\$ 1.197.170 mil.

El Consejo Fiscal, por unanimidad, es de opinión que **los referidos documentos societarios reflejan adecuadamente**, en todos los aspectos significativos, **la situación patrimonial, financiera y de gestión** de Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf.

Adicionalmente, por unanimidad, se manifiesta **favorable a someter la propuesta de los referidos documentos** a la Asamblea General de Accionistas, en la forma presentada por el Consejo de Administración.

Brasilia, 07 de marzo de 2012.

Pedro Gaudêncio de Castro
Presidente

Fabiana Magalhães Almeida Rodopoulos

Marcelo Cruz