

Eletrobras e Cepel

Relatório de Gestão do Exercício de 2010

Rio de Janeiro
Maio de 2011

Eletrobras e Cepel

Relatório de Gestão do Exercício de 2010

Relatório de Gestão do exercício de 2010 apresentado aos órgãos de controle interno e externo como prestação de contas anual a que esta Unidade está obrigada nos termos do art. 70 da Constituição Federal, elaborado de acordo com as disposições da IN TCU nº 63/2010, da DN TCU nº 107/2010, da Portaria TCU nº 277/2010.

Rio de Janeiro
Maio de 2011

SUMÁRIO

I. Informações sobre Gestão.....	5.
1. Identificação.....	5.
2. Informações sobre o planejamento e gestão orçamentária e financeira.....	10.
3. Informações sobre o reconhecimento de passivos por insuficiência de créditos e recursos.....	113.
4. Informações sobre a movimentação e os saldos de Restos a Pagar de Exercícios Anteriores....	113.
5. Informações sobre recursos humanos.....	113.
6. Informações sobre as transferências mediante convênio, acordo ou outros instrumentos.....	139.
7. Declaração da área responsável sobre contratos e convênios - SIASG/SICONV.....	182.
8. Informações sobre o cumprimento da Lei nº 8.730, de 10/11/1993.....	182.
9. Informações sobre o funcionamento do sistema de controle interno.....	183.
10. Informações quando à adoção de critérios de sustentabilidade ambiental na aquisição de bens.....	187.
11. Informações sobre a gestão do patrimônio imobiliário – “Bens de Uso Especial”	190.
12. Informações sobre a gestão de tecnologia da informação (TI).....	191.
13. Informações sobre a utilização de cartões de pagamento do governo federal.....	193.
14. Informações sobre Renúncia Tributária.....	193.
15. Informações sobre as providências adotadas para atender às deliberações do TCU.....	193.
16. Informações sobre o tratamento das recomendações realizadas pela unidade de controle interno.....	225.
17. Outras informações consideradas relevantes.....	225.
18. Relação de arquivos anexos.....	225.
II. Informações Contábeis	226.
1. Demonstrações contábeis previstas na Lei 6.404/76, incluindo notas explicativas.....	226.
2. Composição acionária do Capital Social e detentora de investimento permanente em outras sociedades (investidora).....	226.
3. Parecer da auditoria independente sobre as demonstrações contábeis.....	228.
III. Informações sobre a Gestão – Conteúdo Específico por Unidade Jurisdicionada ou Grupo de Unidades Afins.....	229.
1. Despesas com ações de publicidade e propaganda.....	229.
2. Demonstrativo da remuneração paga aos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal.....	244.
3. Informações sobre Previdência Complementar.....	247.

LISTAS DE TABELAS, ILUSTRAÇÕES, ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

I)	Ingressos e Aplicações do CCC em 2010.....	08.
II)	Posicionamento Estratégico.....	16.
III)	Investimentos por Natureza.....	19.
IV)	Empréstimos e Financiamentos Concedidos.....	20.
V)	Financiamentos Concedidos em Moeda Estrangeira.....	20.
VI)	Gráfico de Realização do PTSE.....	21.
VII)	Percentual de Progresso dos Projetos em Andamento em 2010.....	21.
VIII)	Investimentos no PAC.....	23.
IX)	Comercialização de Energia.....	24.
X)	Empreendimentos do Proinfa em Operação Comercial em 2010.....	50.
XI)	Montante de Energia e Custeio para 2010.....	51.
XII)	Montante de Energia para 2011.....	51.
XIII)	Resultado Primário.....	77.
XIV)	Programa de Dispêndios Globais – PDG.....	77.
XV)	Programa de Dispêndios Globais – PDG Cepel.....	78.
XVI)	Despesas por Modalidade de Contratação.....	78.
XVII)	Despesas por Modalidade de Contratação – Cepel.....	79.
XVIII)	Demonstrativos dos Indicadores do CMDE das Empresas Controladas.....	79.
XIX)	Lucro Líquido do Consolidado.....	93.
XX)	Receita Operacional.....	94.
XXI)	Receita Operacional Líquida.....	94.
XXII)	Custos e Despesas Operacionais.....	94.
XXIII)	Custos Não Controláveis.....	95.
XXIV)	Custos Controláveis.....	95.
XXV)	Receita por Seguimento de Negócios.....	95.
XXVI)	Estrutura de Capital e Endividamento Consolidado.....	96.
XXVII)	Endividamento.....	96.
XXVIII)	Demonstrativos de Pagamento à Rivera.....	96.
XXIX)	Fluxo de Financiamentos.....	97.
XXX)	Financiamentos e Empréstimos Concedidos às Controladas.....	97.
XXXI)	Índice de Satisfação dos Clientes Externos.....	98.
XXXII)	Fornecimento Consolidado.....	103.

XXXIII)	Fornecimento por Empresa e Classe de Consumo.....	104.
XXXIV)	Índice de Reajuste Tarifário.....	104.
XXXV)	Perdas Técnicas e não Técnicas.....	105.
XXXVI)	DEC/FEC.....	106.
XXXVII)	Inadimplência Consolidada.....	107.
XXXVIII)	Inadimplência por Distribuidora.....	108.
XXXIX)	Distribuição de Postos de Atendimento.....	109.
XL)	Investimento por Distribuidora.....	109.
XLI)	Ebtida por Distribuidora.....	109.
XLII)	Receita Operacional Líquida por Distribuidora.....	110.
XLIII)	Evolução do Lucro Líquido/Prejuízo Líquido por Distribuidora.....	110.
XLIV)	Ingressos e Aplicações em 2010 - RGR.....	110.
XLV)	Linhas de Crédito.....	111.
XLVI)	Ingressos e Aplicações em 2010 – CDE.....	112.
XLVII)	Despesas com Publicidade e Propaganda – Eletrobras.....	229.
XLVIII)	Despesas com Publicidade e Propaganda – Cepel.....	231.
XLIX)	Projetos Incentivados.....	232.
L)	Projetos Esportivos.....	236.
LI)	Projetos Não Incentivados.....	238.
LII)	Folha de Pagamento dos Empregados.....	247.
LIII)	Contribuições Pagas pelos Empregados 2010 – BD.....	248.
LIV)	Contribuições Pagas pelos Empregados 2010 – CD.....	249.
LV)	Outros Recursos Repassados – 2010.....	250.
LVI)	Demonstrativo Previdenciário do Cepel.....	251.

I. Informações sobre a Gestão

1. Identificação

Poder e Órgão de vinculação			
Poder: Executivo			
Órgão de Vinculação ou Supervisão: Ministério de Minas e Energia - MME		Código SIORG: 2852	
Identificação da Unidade Jurisdicionada consolidadora e agregadora			
Denominação completa: Centrais Elétricas Brasileiras S.A			
Denominação abreviada: ELETROBRAS			
Código SIORG: 226	Código na LOA: Não se aplica	Código SIAFI: 910808	
Natureza Jurídica: Sociedade de Economia Mista			
Principal Atividade: Energia Elétrica			Código CNAE:
Telefones/Fax de contato:	Tel (61) 3329-7306/7315	Tel (21) 2514-6201	(21) 2514-6001
Endereço eletrônico: pg@eletrobras.com			
Página da Internet: http://www.eletrobras.com			
Endereço Postal: Sede – SCN, Quadra 4, Bloco B sala 203, Edifício Centro Empresarial Varig, CEP 70.714-900 Brasília/DF Escritório Central, Av. Presidente Vargas 409, 13º - CEP 20.071-003 – Centro – Rio de Janeiro/RJ			
Identificação das Unidades Jurisdicionadas consolidadas			
Nome	Situação	Código SIORG	
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL	ATIVA	60381	
Identificação das Unidades Jurisdicionadas agregadas			
Número de Ordem: 1			
Denominação completa: Reserva Global de Reversão			
Denominação abreviada: RGR			
Código SIORG: sem relação	Código LOA: sem relação	Código SIAFI: sem relação	
Situação: Ativa			
Natureza Jurídica: Fundos			
Principal Atividade: sem relação			Código CNAE: sem relação
Telefones/Fax de contato:		E-mail:	
Página na Internet: http://www.eletrobras.com			
Endereço Postal:			
Normas relacionadas às Unidades Jurisdicionadas			
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas			
Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971; Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993; Decreto nº 774, de 18 de março de 1993; Resolução ANEEL nº 23, de 05 de fevereiro de 1999.			
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas			
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas			
Identificação das Unidades Jurisdicionadas agregadas			
Número de Ordem: 2			
Denominação completa: Conta de Desenvolvimento Energético			
Denominação abreviada: CDE			
Código SIORG: sem relação	Código LOA: sem relação	Código SIAFI: sem relação	
Situação: Ativa			
Natureza Jurídica: Fundos			
Principal Atividade: sem relação			Código CNAE: sem relação
Telefones/Fax de contato:		E-mail:	
Página na Internet: www.eletrobras.com			

Endereço Postal:		
Normas relacionadas às Unidades Jurisdicionadas		
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas		
Criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002; Decreto nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002; Resolução Normativa nº074, de 15 de julho de 2004; Resolução Normativa nº129, de 20 de dezembro de 2004.		
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas		
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas		
Identificação das Unidades Jurisdicionadas agregadas		
Número de Ordem: 3		
Denominação completa: Fundo Federal de Eletrificação		
Denominação abreviada: FFE		
Código SIORG: sem relação	Código LOA: sem relação	Código SIAFI: sem relação
Situação: Em extinção		
Natureza Jurídica: Fundos		
Principal Atividade: sem relação		Código CNAE: sem relação
Telefones/Fax de contato:	E-mail:	
Página na Internet: www.eletrobras.com		
Endereço Postal:		
Normas relacionadas às Unidades Jurisdicionadas		
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas		
Lei 3.890-A, de 25 de Abril de 1961.		
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas		
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas		
Identificação das Unidades Jurisdicionadas agregadas		
Número de Ordem: 4		
Denominação completa: Fundo de Utilização de Bem Público		
Denominação abreviada: UBP		
Código SIORG: sem relação	Código LOA: sem relação	Código SIAFI: sem relação
Situação: Em extinção		
Natureza Jurídica: Fundos		
Principal Atividade: sem relação		Código CNAE: sem relação
Telefones/Fax de contato:	E-mail:	
Página na Internet: www.eletrobras.com		
Endereço Postal:		
Identificação das Unidades Jurisdicionadas agregadas		
Número de Ordem: 5		
Denominação completa: Conta de Consumo de Combustíveis		
Denominação abreviada: CCC		
Código SIORG: sem relação	Código LOA: sem relação	Código SIAFI: sem relação
Situação: Em extinção		
Natureza Jurídica: Fundos		
Principal Atividade: sem relação		Código CNAE: sem relação
Telefones/Fax de contato:	E-mail:	
Página na Internet: www.eletrobras.com		
Endereço Postal:		
Unidades Gestoras e Gestões Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas		
Não se aplica		

Introdução

O presente Relatório de Gestão está estruturado com as informações da Eletrobras e Cepel, como consolidada.

Fundos da Reserva Global de Reversão e Conta de Desenvolvimento Energético – CDE são apresentados após o Relatório de Gestão da Eletrobras como agregados.

Ressalta-se que a administração dos fundos acima mencionados, coube a Eletrobras por determinação legal, portanto, os responsáveis da Eletrobras também são responsáveis por estes fundos.

Com relação à Conta de Consumo de Combustíveis apresentamos as seguintes considerações:

1. O Fundo CCC foi criado na década de 70 para atender ao Sistema Interligado, passando a considerar a cobertura dos Sistemas Isolados em 1992.
2. Tendo inicialmente a finalidade de cobrir parte dos custos com a aquisição de combustíveis, passou também a considerar, a partir de 1998, a cobertura com os empreendimentos sub-rogados ao Fundo, com intuito de buscar a economicidade e a substituição de derivados de petróleo.
3. Em julho de 2009 foi editada a MP 466/2009, que deu origem a Lei 12.111/2009, regulamentada pelo Decreto 7.246/2010, que dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados e que alterou diversos diplomas legais relacionados ao Fundo Setorial CCC.
4. Em linhas gerais a Lei determina que o Fundo Setorial CCC, que hoje reembolsa parte dos custos com combustível, passe a reembolsar parte do custo da geração de energia.
5. Importante destacar que a partir da Lei 12.111/2009 não há mais previsão de data para o encerramento das atividades do Fundo Setorial CCC.
6. Em 2010 o Fundo operou apenas na cobertura de parte dos custos com combustíveis e dos empreendimentos sub-rogados, uma vez que a normatização da Lei ainda não foi concluída pela ANEEL. Para tal, foram arrecadados por meio das quotas mensais das empresas Distribuidoras, Transmissoras e Permissionárias cerca de 3,9 bilhões de reais, que com o acréscimo de cerca de 130 milhões de reais, provenientes de multas, parcelamentos, aplicações e outros, permitiram repasses da ordem de 3,6 bilhões de reais, sendo 120 milhões de reais para as sub-rogações e o restante para os combustíveis.
7. A diferença entre o valor arrecadado e o valor reembolsado foi direcionada para uma conta de Reserva, como determinado pela ANEEL, iniciando a formação de um fundo para o pagamento das diferenças devidas quando da aplicação da Lei 12.111/2009.

Em face do exposto, entendemos que ao Fundo da CCC não se aplica a agregação dos demais Fundos, uma vez que estes valores estão contabilizados no balanço da Eletrobras o que poderá acarretar a dupla contagem desses valores.

A seguir apresentamos o quadro com a movimentação da CCC em 2010:

I) Ingressos e Aplicações da CCC 2010

Movimentação	R\$ milhões
Ingressos:	4.004
Arrecadação de quotas	3.871
Parcelamento	73
Rendimento de aplicações financeiras	31
Outras fontes	29
Aplicações:	3.562
Combustíveis	3.039
Sub-rogações	121
Outras aplicações	402

A Constituição Federal de 1988 – CRFB/88 prevê expressamente no Título VI – Da Tributação e do Orçamento Capítulo I – Do Sistema Tributário Nacional a competências de cada ente da federação para instituir tributos. Dentre esse rol da competência da União, não consta o Imposto Único sobre a Energia Elétrica – IUEE, que era uma das fontes de recursos do Fundo Federal de Eletrificação. A outra fonte taxa sobre a remessa de valores, com o advento do Código Tributário Nacional perdeu sua natureza jurídica. Dessa forma, o referido fundo entrou em extinção (ver Decisão Normativa TCU nº 96, de 04/03/2009).

Com relação saldo do Fundo de Eletrificação nas Demonstrações Contábeis da Eletrobras de 2010, nota explicativa nº 35, apresenta o valor de R\$ 204.089 mil como adiantamento para futuro aumento de capital, o qual foi capitalizado em janeiro de 2011.

Os dados de orçamento estão apresentados no formato do Plano de Dispêndios Globais – PDG tanto para a Eletrobrás como para o Cepel, tendo em vista ser esta a forma de controle externa desse item.

Com relação ao reconhecimento de passivos por insuficiência de créditos (item 3 do Anexo da Decisão Normativa - DN TCU 107/2010) e a informações de restos a pagar (item 4 da mesma DN) entendemos que este tipo de situação não aconteceu nem na Eletrobrás e o Cepel. As letras “a” e “b” do item 5 da DN mencionada, não se aplicam as estatais.

Entende-se pela leitura da legislação que disciplina o assunto que tanto à Eletrobras como ao Cepel não se aplica a declaração com relação ao SICONV.

Registramos que os itens 14 e 15 cartões de pagamento do governo federal e renúncia tributária, respectivamente, não se aplicam nem à Eletrobras e nem ao Cepel.

Considerando que a Eletrobras é empresa de economia mista, e, portanto, regida pela Lei 6.404/76, os itens os itens 1 e 2 da Parte B – Informações Contábeis, do anexo da DN 107/2010, não se aplicam à Eletrobrás e nem ao Cepel que segue a mesma lei.

Mais do que uma modificação de forma e de cores, a nova marca da Eletrobras, lançada em 2010 após meses de trabalho integrado envolvendo dezenas de profissionais, simbolizou a reinvenção da empresa, cada vez mais preparada para os novos tempos. Foram profundas mudanças de gestão,

que, neste ano que terminou, mostraram de forma mais consistente seus resultados. Por isso, 2010 já está marcado na história da Eletrobras.

Após quase três anos do início do processo de Transformação, a Eletrobras encerrou 2010 comemorando vitórias estratégicas, como a saída do cálculo do superávit primário, a inauguração de escritórios no exterior e a participação efetiva nas maiores obras de infraestrutura de energia do país.

Grande parte da credibilidade conquistada e consolidada pela Eletrobras em 2010 teve como esteio o lançamento de um documento fundamental e inédito para as nossas empresas: o primeiro Plano Estratégico Integrado. Reunindo missão, valores e a visão da Eletrobras para 2020, o plano foi fruto do esforço conjunto de profissionais de todas as empresas e deu início à construção dos planos de negócios que orientarão a nossa atuação nos próximos anos.

Cada vez com mais transparência e gestão profissional, a Eletrobras não teve problemas para captar mais de US\$ 1 bilhão no mercado internacional para alavancar o desenvolvimento de seus negócios no Brasil e no exterior, só em 2010. O reconhecimento de que a Eletrobras é uma das maiores empresas de energia elétrica do mundo – e a terceira em energia limpa – foi reforçado com a participação ativa da empresa, pela primeira vez, do World Energy Council, realizado em Montreal, no Canadá, em setembro, e que reuniu representantes do setor de energia elétrica de 93 países. A empresa já esteve no evento como membro efetivo do e8 – grupo que reúne as empresas de energia elétrica de países do G8.

Firme em seu propósito de ser o maior sistema global de energia limpa do mundo até 2020 – visão expressa no Plano Estratégico Integrado – a Eletrobras continuará, em 2011 e nos anos seguintes, a investir em hidrelétricas, em energia eólica, em eficiência energética, em transmissão e no desenvolvimento do país, levando eletricidade de forma sustentável a cada vez mais pessoas.

O mercado já reconhece esse esforço, expresso na manutenção da empresa, pelo quarto ano consecutivo, no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da Bolsa de Valores de São Paulo e, coroado, em 2010, com a inclusão da Eletrobras na primeira edição do Índice de Carbono Eficiente, organizado pelo BNDES e BM&FBovespa.

Todas as vitórias conquistadas pelas empresas Eletrobras nos leilões de empreendimentos hidrelétricos e de linhas de transmissão, que garantirão pelo menos mais 20 mil MW para o crescimento do país nos próximos anos, todos os avanços obtidos em eficiência empresarial, todo o prestígio conferido pelo mercado e todos os desafios vencidos em 2010 mostram que a Eletrobras entrou de vez em um novo tempo o de ser uma mega empresa.

2. Informações sobre o planejamento e gestão orçamentária e financeira

2.1. Responsabilidades Institucionais

2.1.1 A Eletrobras tem por objeto social:

I - realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades, tais como a comercialização de energia elétrica;

II - cooperar com o Ministério, ao qual se vincule, na formulação da política energética do País;

III - conceder financiamentos a empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica sob seu controle, e prestar garantia, no País ou no exterior, em seu favor, bem como adquirir debêntures de sua emissão;

IV - conceder financiamentos e prestar garantia, no País ou no exterior, em favor de entidades técnico-científicas de pesquisa sob seu controle;

V - promover e apoiar pesquisas de interesse do setor energético, ligadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como estudos de aproveitamento de reservatórios para fins múltiplos;

VI - contribuir para a formação do pessoal técnico necessário ao setor de energia elétrica brasileiro, bem como para a preparação de operários qualificados, mediante cursos especializados, podendo, também, conceder auxílio aos estabelecimentos de ensino do País ou bolsas de estudo no exterior e assinar convênios com entidades que colaborem na formação de pessoal técnico especializado;

VII - colaborar, técnica e administrativamente, com as empresas de cujo capital participe acionariamente e com órgãos do Ministério ao qual se vincule.

2.1.2. Competência Institucional

A Centrais Elétricas Brasileiras S/A (Eletrobras) é uma empresa de economia mista e de capital aberto, com ações negociadas nas Bolsas de Valores de São Paulo (Bovespa), de Madri, na Espanha, e de Nova Iorque, nos Estados Unidos. O governo federal possui 52% das ações ordinárias da companhia e, por isso, tem o controle acionário da empresa. A Administração federal é proprietária ainda de 12,5% das ações preferenciais (BNDESPar 8,2% e 4,3% fundos públicos), cuja maioria (87,5%) está em mãos privadas.

Sob o controle da Eletrobrás estão as seguintes empresas de geração e transmissão de energia: Chesf, Furnas, Eletronorte, Eletronuclear, Eletrosul e CGTEE. A *holding* também controla a Light Participações S.A. – Lightpar, e, em regime conjunto, a Itaipu Binacional, nos termos do Tratado Internacional firmado entre os governos do Brasil e do Paraguai. Atua, ainda, na área de distribuição de energia por meio das empresas Eletrobras Distribuição Acre, Eletrobras Distribuição Alagoas, Eletrobras Distribuição Piauí, Eletrobras Distribuição Rondônia, Eletrobras Distribuição Amazonas e Boa Vista Energia S.A. (Roraima – subsidiária integral da Eletronorte).

As políticas e diretrizes do Sistema Eletrobrás são definidas pelo Conselho de Administração da holding.

Em 31/12/2010, no negócio de geração, a capacidade instalada das empresas do Sistema Eletrobras, acrescida de metade da potência de Itaipu pertencente ao Brasil, alcançou a marca de 39.913 MW, correspondentes a 36% do total nacional, distribuídos em 29 usinas hidrelétricas, 15 termelétricas e 2 nucleares. No negócio de transmissão, as linhas pertencentes ao Sistema perfazem 55.457 quilômetros de extensão.

O portfólio de negócios da Eletrobras está estruturado segundo duas vertentes dominantes que caracterizam historicamente a sua atuação:

- Empresa holding de capital aberto, voltada para o desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro, no qual mapeia e exerce opções de expansão, novos negócios e parcerias, com conseqüente realização de lucro para seus acionistas;
- Empresa implementadora e gestora de programas sociais, setoriais e de comercialização de energia elétrica, por delegação de seu acionista majoritário – o Governo Federal –, o qual lhe proporciona o aporte de recursos oriundos de fundos setoriais, capazes de assegurar que, em paralelo aos benefícios institucionais agregados, essas funções enquanto “braço do governo” sejam desempenhadas com eficiência e equilíbrio econômico-financeiro.

No desempenho deste segundo papel, a Eletrobrás é a gestora de uma carteira de fundos setoriais, composta pela Reserva Global de Reversão - RGR, pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, pela Conta de Consumo de Combustível - CCC e pela Utilização do Bem Público - UBP. Nesta mesma linha, dá suporte a programas estratégicos do governo, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), o programa Luz Para Todos e o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), custeados com recursos dos supracitados RGR e CDE, que também contribuem para o financiamento de obras de geração e transmissão de energia elétrica.

Com relação às participações acionárias da Eletrobrás, elas estão presentes nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica da seguinte forma: 12 empresas controladas, 34 empresas coligadas com participação minoritária, incluindo Sociedades de Propósito Específico (SPE) Além disso, a Eletrobrás participa de 50% do capital de Itaipu Binacional e 83,7% da Eletropar e de ser mantenedora principal do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica - Cepel.

Além das participações acionárias, a Eletrobrás possui títulos da dívida pública decorrentes do processo de privatização do Setor Elétrico Brasileiro na década de 90, sendo o mais representativo o CFT-E1 (Certificados Financeiros do Tesouro) que registra valor de mercado de R\$ 248,9 milhões.

O valor de mercado da participação acionária da Eletrobrás nas Companhias cujas ações são negociadas em Bolsa de Valores foi superior a R\$ 6,68 bilhões e sua variação apresentou aderência principalmente com o Índice de Energia Elétrica – IEE.

Em relação a dezembro de 2009, houve uma desvalorização da carteira de aproximadamente 1,77%, enquanto o Ibovespa, no mesmo período, teve uma valorização de aproximadamente 1,04%. Esta pequena valorização do Ibovespa reflete os reflexos da crise de 2008 e a lenta recuperação dos ativos

Embora a carteira Eletrobras tenha seus papéis concentrados em empresas com receita fixa ou regulada com menor volatilidade em relação ao mercado, ela também foi afetada na crise, no entanto em proporções semelhantes ao Ibovespa.

2.1.3. Objetivos Estratégicos

A elaboração do Planejamento Estratégico Integrado constitui-se na Ação IV.2 do Plano de Transformação do Sistema Eletrobras - PTSE e seu desenvolvimento é prioritário, visto que a ele se subordinam outras ações críticas, tais como os Planos de Negócios (IV.3) e o Plano de Investimento de Longo Prazo (IV.4).

Tal orientação foi reiterada pelo Conselho de Administração ao aprovar, em fevereiro de 2009, o Programa de Ações Estratégicas do Sistema Eletrobras, PAE – 2009-2012, onde, na Estratégia Corporativa de Investimentos, o desenvolvimento do Planejamento Estratégico Integrado do Sistema Eletrobras é definido como fator crítico de sucesso para a consecução das metas de expansão de Geração, Transmissão e Distribuição.

Para dar início às atividades, no segundo semestre de 2009, optou-se pela realização de quatro oficinas de capacitação, com o envolvimento de representantes das diretorias da *holding* e de todas as empresas do Sistema Eletrobras, em sua maioria oriundos das equipes locais de Planejamento Estratégico.

Estas oficinas, com cerca de 25 inscrições cada uma, tiveram o objetivo de nivelar os conhecimentos dos participantes e, em paralelo, através de exercícios práticos e *cases* reais, permitir o desenvolvimento das atividades preliminares do Planejamento Estratégico, abordando, sucessivamente, a construção de cenários para o ambiente de negócios da organização; estruturação da matriz SWOT (forças e fraquezas, ameaças e oportunidades); identificação dos grandes balizamentos estratégicos da alta administração; definição da identidade empresarial (missão, visão e valores) e determinação do posicionamento estratégico, compreendendo a proposta de valor para os principais públicos-alvos; os objetivos estratégicos finalísticos e de gestão, bem como suas estratégias associadas, além de um *portfolio* de experimentos inovadores.

O trabalho resultante das quatro oficinas foi apresentado sucessivamente ao Comitê de Gestão do Plano de Transformação (CGTE), em sua forma ampliada, e, por duas ocasiões, ao Conselho Superior do Sistema Eletrobras (CONSISE), tendo sido recolhidos comentários e sugestões, consolidados na versão que ora se apresenta. Foi também objeto de discussão, em diversos estágios, com o Presidente da Eletrobras, tendo este comparecido às sessões finais da oficina em que se definiu a Identidade Empresarial.

Está estruturado em 7 capítulos, abordando:

Parte I. Premissas

1. O ambiente externo
2. Oportunidades e desafios

Parte II. Formulação estratégica

3. Os grandes balizamentos
4. A missão do Sistema Eletrobras
5. Visão de futuro do Sistema Eletrobras
6. Os valores do Sistema Eletrobras
7. O posicionamento estratégico

Em 22 de Janeiro de 2010, o Plano Estratégico do Sistema Eletrobras foi apresentado ao Conselho de Administração da Eletrobras, sendo por este aprovado e recomendada a continuidade dos trabalhos para seu desdobramento.

A identidade empresarial, que congrega a razão de ser da empresa, sua visão de futuro e os principais valores que norteiam sua atuação, é apresentada a seguir:

Missão

Atuar nos mercados de energia de forma integrada, rentável e sustentável

Visão

Em 2020, ser o maior sistema empresarial global de energia limpa, com rentabilidade comparável às das melhores empresas do setor elétrico

Valores

- Foco em resultados
- Empreendedorismo e Inovação
- Valorização e Comprometimento das pessoas
- Ética e Transparência

Comentários:

Atributos da Missão

A nova formulação da Missão não especifica nem restringe o espaço geográfico de atuação do Sistema Eletrobrás. Não significa, portanto, uma opção exclusiva pelo mercado interno, mesmo embora até recentemente, com a exceção da experiência da Itaipu Binacional, o Sistema tenha centrado sua atuação no território nacional.

Como formulada, a Missão, possibilita e até legitima a atuação do Sistema Eletrobrás para além das fronteiras do País, em consonâncias com as tendências e expectativas dominantes. A nova Missão, portanto, não apenas permite a consolidação do Sistema Eletrobrás no mercado nacional, como possibilita sua transformação em um *player* global.

Simultaneamente com a abertura para atuação no mercado externo, a nova Missão assinala uma importante mudança no escopo do Sistema Eletrobrás. A definição da instituição como uma empresa de energia, não restrita exclusivamente à energia elétrica, abre-lhe novos e importantes horizontes.

As perspectivas que persistem no campo da energia elétrica, aliadas ao potencial da expansão da geração e transmissão disponível, conferem à abertura para outros ramos de energia, no curto prazo, um significado mais simbólico do que uma realidade concreta e imediata. No entanto, no médio e longo prazo, a referida mudança é da mais alta relevância, tanto em termos da ampliação das alternativas de atuação do Sistema Eletrobrás, quanto do desenvolvimento energético do país.

Atuar de forma integrada significa, em primeiro lugar, uma ação consistente, articulada e sinérgica das diferentes empresas do Sistema Eletrobrás no mercado de energia, evitando conflitos, competição e superposições de objetivos e ações. Em segundo lugar, requer igualmente um forte alinhamento entre as decisões estratégicas do conjunto do Sistema e uma efetiva coordenação dos

processos corporativos. Tudo isso, porém, sem prejuízo da flexibilidade e agilidade das empresas controladas, condições indispensáveis à efetividade e eficácia do Sistema como um todo.

Como condição básica para uma atuação integrada, o Sistema Eletrobras deverá promover a modernização de sua governança corporativa, sistema de gestão e estrutura societária e organizacional, investindo substancialmente na cultura organizacional e na gestão de pessoas.

O destaque conferido pela Missão à *atuação rentável* significa que, embora a preocupação já esteja contemplada na noção de sustentabilidade, descrita a seguir, o Sistema Eletrobras deverá assumir explícita e fortemente um comportamento empresarial, sem prejuízo de outras funções e compromissos.

Neste sentido, o Sistema Eletrobras se empenhará na busca e ampliação de resultados econômico-financeiros, em suas operações e inversões, pautando sua atuação por indicadores e critérios como, lucratividade, rentabilidade e retorno dos investimentos. Estratégias adequadas de atuação no mercado financeiro e acionário, associadas a boas práticas de governança corporativa e competências especializadas, constituem a base de sustentação para a atuação rentável preconizada pela Missão.

Atuar de forma sustentável significa que o Sistema Eletrobras buscará sempre o desenvolvimento harmônico, equilibrando as dimensões ambiental, social e econômico e assegurando que sua atuação empresarial seja orientada por parâmetros mundialmente reconhecidos.

Em termos da *dimensão ambiental*, o Sistema voltará sua atuação principalmente para o uso racional dos recursos internos e para o controle e a mitigação dos impactos negativos de suas ações e empreendimentos sobre o meio ambiente.

Na *dimensão social*, o Sistema Eletrobras promoverá políticas e ações voltadas para a valorização do seu quadro funcional, em todas as suas dimensões. Além disso, apoiará projetos comunitários em educação e qualificação profissional, geração de emprego e renda, saúde, inclusão social e desenvolvimento local. Especial atenção será conferida ao atendimento das populações e localidades no entorno de seus empreendimentos.

O atendimento à *dimensão econômica* significa que o Sistema dará atenção especial à agregação de valor aos acionistas, o que requererá uma série de condições básicas. Primeiramente, manter os acionistas e o mercado financeiro permanente e adequadamente informados. Em segundo lugar, dispor de elevada competência econômico-financeira em gestão de custos e das participações societárias. Por fim, garantir que os investimentos e a gestão dos programas de governo sejam efetivamente submetidos a critérios de viabilidade e a padrões de equilíbrio econômico-financeiro.

Atributos da Visão

Adotou-se o conceito de energia limpa como a energia elétrica produzida com baixa emissão de carbono. Esta formulação, defendida, entre outros, pelo Governo brasileiro, endereça uma visão mais ampla de desenvolvimento sustentável e permite uma comparação mais precisa com o portfólio apresentado por outros *players* globais.

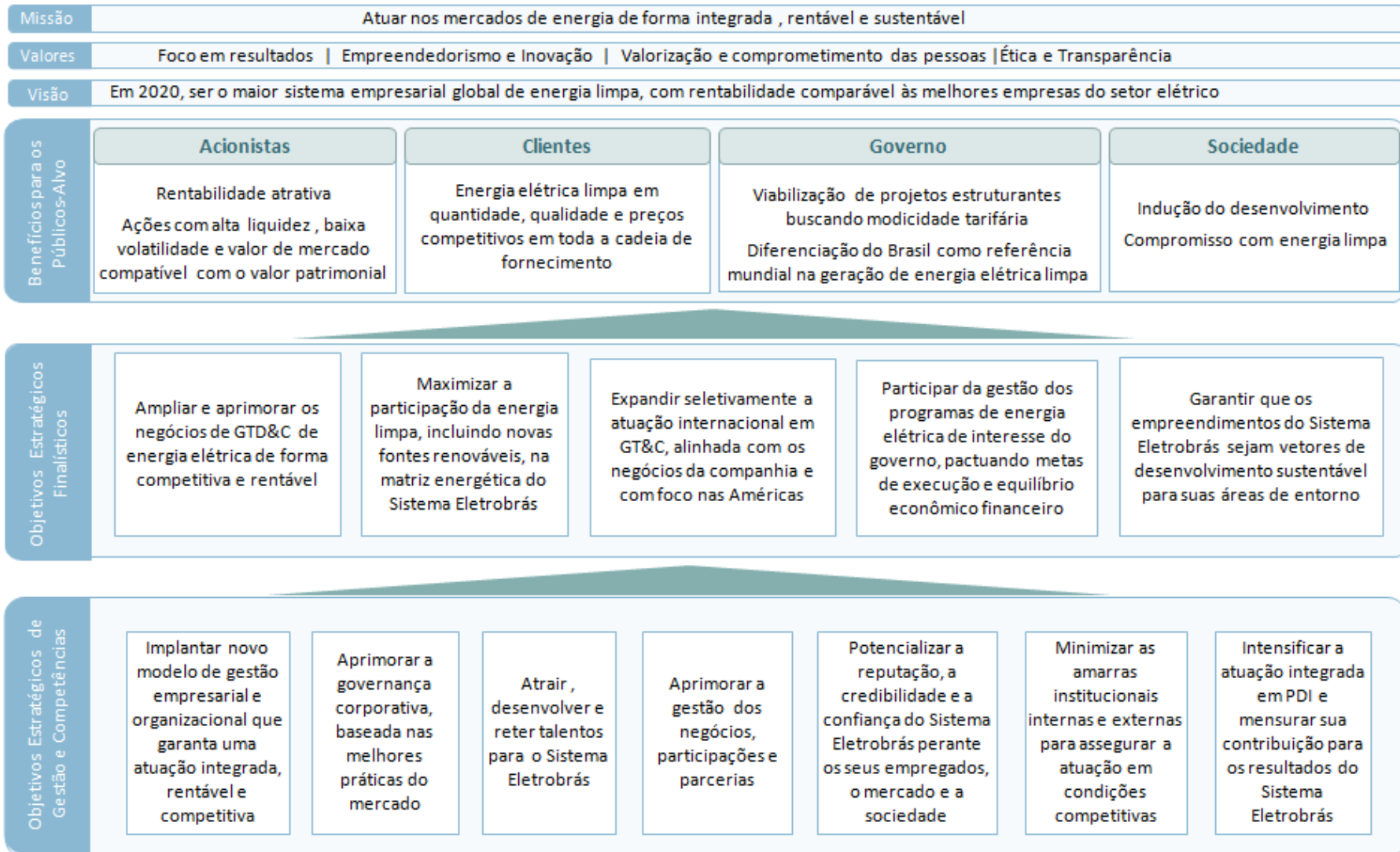
O indicador adotado para mensurar a rentabilidade das empresas do setor elétrico, para fins de comparação com o Sistema Eletrobras, centrou-se no indicador Retorno Sobre o Capital Empregado (ROCE). Por sua vez, estar entre “as melhores empresas do setor elétrico”, significa que o Sistema Eletrobras deverá estar posicionado no primeiro quartil do ranking das 10 corporações mais rentáveis, segundo o critério escolhido.

Posicionamento Estratégico

O posicionamento estratégico relaciona a identidade da empresa com suas propostas de valor aos principais públicos-alvo, bem como com os objetivos estratégicos finalísticos e de gestão necessários para concretizá-las.

É sumarizado no quadro que se segue:

II) Posicionamento Estratégico



Planos de Negócios do Sistema Eletrobras 2010-2014

Como desdobramento imediato de seu Plano Estratégico 2010-2020, a Eletrobras concluiu os seus Planos de Negócio 2010-2014, em 03 de novembro de 2010, voltados preferencialmente para os eixos de negócio Geração, Transmissão e Distribuição, contemplando também estudos, diagnósticos e carteira de projetos nas áreas de Comercialização, Internacionalização e Programas de Governo e Fundos Setoriais.

Além de propor uma visão de futuro para cada negócio, os planos definem objetivos estratégicos, estratégias e carteiras específicas de projetos, referenciadas por metas e indicadores de desempenho, além de projeções econômico-financeiras.

Evidencia-se a preocupação da companhia em alinhar-se ao Plano Estratégico 2010-2020, segundo objetivos estratégicos finalísticos que considerem a cadeia de valor associada a cada um de seus negócios, estabelecendo parâmetros para a atuação de suas empresas controladas.

O trabalho de estruturação dos Planos de Negócio, coordenado pela Assessoria de Planejamento Estratégico e Desempenho Empresarial – PGP, envolveu aproximadamente 60 especialistas de todas as empresas Eletrobras durante 29 semanas de trabalho contínuo, desde abril de 2010, além de cerca de 40 destacados palestrantes dos segmentos de indústria, governo, academia e consultoria.

Estes Planos foram entregues para apreciação aos membros da Diretoria Executiva (DEE) e do Conselho de Administração da Eletrobras (CAE) em novembro de 2010, com a expectativa de que eles sejam aprovados ainda no início de 2011.

Após a aprovação, inicia-se a fase de seleção e priorização dos Projetos Estratégicos associados a cada Plano de Negócio. Os projetos elencados entrarão em fase de execução, associada a um sistema de gerenciamento e monitoramento, com o atingimento de suas metas medido por indicadores de desempenho e scorecards.

Tal trabalho, ao longo do ano de 2011, novamente deverá contar com o esforço integrado de especialistas de todas as empresas Eletrobras, segundo sua expertise em cada eixo de negócio.

CEPEL

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) foi fundado em 1974 para prover ao País uma infraestrutura tecnológica avançada em equipamentos e sistemas elétricos, de forma a atender às características singulares do setor elétrico brasileiro, que tem ampla base de usinas hidrelétricas de grande porte e linhas de transmissão de dimensões continentais.

Entre os resultados da atuação do Cepel nas últimas três décadas, destaca-se o conjunto de programas e modelos computacionais que, hoje, estão na base de todas as atividades de planejamento e operação do sistema elétrico nacional. Construídos com o forte apoio das empresas do Sistema Eletrobras, esses programas e modelos representam esforço sem paralelo nos países em desenvolvimento. Embora criados para atenderem às necessidades brasileiras, em alguns casos, têm conquistado mercados no exterior.



Nos últimos anos, a fim de responder a novas e crescentes necessidades do setor e do País, o Cepel vem incrementando também esforços para otimização e expansão dos recursos hídricos, para conservação de energia e eficiência energética e para desenvolvimento de fontes alternativas, itens de grande destaque na agenda para o desenvolvimento sustentável do setor elétrico nacional.

Maior instituição de pesquisas em energia elétrica na América do Sul, o Cepel faz parte do Sistema Eletrobras. Suas empresas fundadoras são a holding Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) e as controladas Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), Eletrosul Centrais Elétricas S.A. e Furnas Centrais Elétricas S.A. Conforme estabelece a política de pesquisa, desenvolvimento e inovação (P&D+I) do Sistema Eletrobras, o Cepel é o executor central de programas e projetos de P&D+I para o Sistema Eletrobras; trabalhando, sob coordenação da holding, na prospecção e formulação das políticas e estratégias de P&D+I, sempre em parceria com as empresas do Sistema; assessorando também a avaliação de resultados, a gestão do conhecimento tecnológico e a aplicação de conhecimento técnico estratégico.

Os beneficiários da atuação do Cepel, porém, transcendem o Sistema Eletrobras. Entre eles estão os ministérios de Minas e Energia (MME), do Meio Ambiente (MMA) e da Ciência e Tecnologia (MCT), e entidades setoriais, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), além de concessionárias e fabricantes de equipamentos.

O Cepel tem cerca de 500 empregados e um complexo de 35 laboratórios, sendo 12 deles instalados em sua sede, na Unidade Ilha do Fundão, na cidade do Rio de Janeiro; e 23 na Unidade de Adrianópolis, no município de Nova Iguaçu (RJ). Vários desses laboratórios são pioneiros no Brasil, e alguns são únicos na América do Sul. Sua infraestrutura laboratorial com padrão de excelência internacional permite a realização de projetos de pesquisa e desenvolvimento e a execução de serviços tecnológicos para os mais variados equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica

Também estão instalados em sua sede o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (Cresesb), que promove o desenvolvimento e a utilização da energia solar e eólica; o Centro de Aplicação de Tecnologias Eficientes (Cate), cuja função é promover a conservação de energia e a eficiência energética por meio da demonstração de tecnologias e da realização de diagnósticos energéticos de indústrias e edifícios públicos e comerciais; e a Casa Solar Eficiente, uma unidade de demonstração.

O Cepel tem permanente participação em grupos técnicos setoriais e dá apoio tecnológico a importantes programas e projetos governamentais, destacando-se: Programa Luz para Todos, para universalização do acesso à energia elétrica; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa); Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel); e Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente (Reluz). Também apóia a elaboração dos Planos Decenais de Expansão de Energia e do Plano Nacional de Energia.

2.2. Estratégia de Atuação Frente às Responsabilidades Institucionais

ELETROBRAS

2.2.1. Investimentos

As empresas do SE realizaram investimentos de R\$ 5,2 bilhões, em 2010. A realização de 65,5% em relação ao previsto anual de R\$ 8,0 bilhões representou um decréscimo de 14,3% em relação a 2009.

O percentual de realização em 2010 contempla os segmentos de geração 71,9%, transmissão 67,9%, distribuição 49,2, qualidade ambiental 80%, pesquisa 48,6% e infraestrutura 61,6%.

A seguir os projetos de grandes vultos de 2010 que mais se destacaram em relação a 2009: Modernização da UHE Luis Carlos Barreto (MG) com a realização acima 100% (Furnas)– Manutenção do sistema de geração de energia elétrica no nordeste com a realização superior em 60% (Chesf)–Reforços e melhorias no ST na região nordeste com acréscimo de 72% (Chesf)– Manutenção do ST no nordeste com aumento de 80% (Chesf)-Substituição do grupo de geradores a vapor da usina de Angra I com realização de 100% (Eletronuclear)– Implantação da usina termonuclear de Angra III no Rio de Janeiro com uma variação superior de 100%-(Eletronuclear)– Implantação da usina de Candiota III-Fase C com acréscimo acima 100% (Cgtee)–Implantação da usina hidrelétrica de Mauá a maior em 62% (Eletrosul)–Programa Luz para todos com acréscimo de 196% (Ceron)–Programa Luz para todos com aumento de 198% (Cepisa)–Infra estrutura de apoio superior ao ano de 2009 devido à aquisição do terreno para sede própria(Eletrobrás)-Programa Luz para todos com acréscimo de 79% (Amazonas).

III) Investimentos por natureza

Natureza dos Investimentos - R\$ milhões	2010	2009	%
Geração	2.815	2.621	7,4
Transmissão	1.257	1.755	(28,4)
Distribuição	822	518	58,7
Qualidade Ambiental	50	42	19,0
Pesquisa	16	18	(11,1)
Infra-estrutura	319	237	34,6
Total	5.279	5.191	1,7

Os recursos ordinários, na forma de empréstimos e financiamentos aplicados em 2010 nas empresas controladas e distribuidoras, totalizaram R\$ 7,2 bilhões, conforme a seguir:

IV) Empréstimos e Financiamentos Concedidos

Aplicações	Liberações		Total
	Econômica	Financeira	
Empréstimos/Financiamentos:	R\$ milhões	R\$ milhões	R\$ milhões
Distribuidoras	177	674	851
ED Alagoas	32	45	77
ED Piauí	-	169	169
ED Rondônia	42	29	71
ED Amazonas	-	390	390
ED Acre	103	41	144
ED Roraima	-	-	-
Controladas	3.787	2.628	6.415
CGTEE	165	324	489
Chesf	-	6	6
Eletronorte	313	796	1.109
Eletronuclear	3.309	261	3.570
Eletrosul	-	698	698
Furnas	-	517	517
Itaipu	---	26	26
TOTAL	3.964	3.302	7.266

Atualmente a Eletrobras possui com a CGTEE e a Eletrosul contratos de repasse de recursos externos conforme abaixo demonstrado:

V) Financiamentos Concedidos em moeda estrangeira

Empresa	Empreendimento	Valor Liberado em 2010 (em R\$ milhões)	Valor Liberado até 2010 (em R\$ milhões)
Eletrobras CGTEE	UTE Candiota 2, Fase C	3,1	793,1
Eletrobras Eletrosul	PCH's do Complexo São Bernardo	18,4	22,2

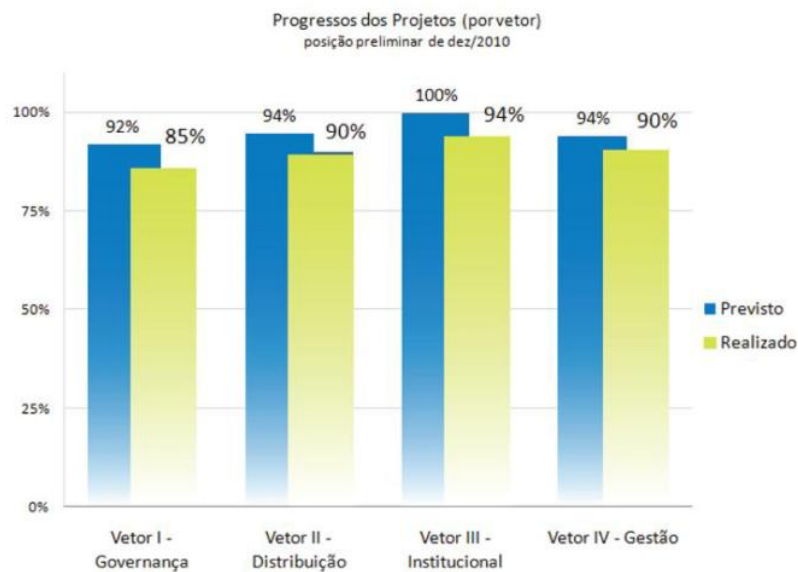
2.2.2 - Plano de Transformação do Sistema Eletrobras – PTSE

Durante o ano de 2010, o Plano de Transformação do Sistema Eletrobras (PTSE) teve prosseguimento com a consecução das diretrizes definidas pelo MME, em 2008, por meio de quatro vetores de atuação: I - Aperfeiçoamento da governança corporativa, II - Reorientação dos negócios de distribuição, III - Reformulação institucional da holding e IV - Reorganização do modelo de gestão empresarial.

Desde então, a holding e suas empresas vêm atuando em 57 projetos. Ao final de 2010, um total de 31 projetos – cerca de 54% - haviam sido concluídos, restando 26 com atividades ainda em desenvolvimento e que terão continuidade durante o ano de 2011. Nessa data, o percentual médio

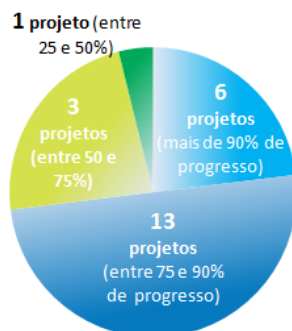
de conclusão de todas as atividades previstas nos projetos do PTSE foi de cerca 90%, o que indica que o Plano está próximo de sua conclusão em comparação ao que foi inicialmente estabelecido. Esse índice é o resultado da consolidação dos percentuais de 85%, 89%, 94% e 90% apurados respectivamente para os vetores I, II, III e IV. Veja abaixo:

VI) Gráfico de Realização do PTSE



Grande parte dos projetos do PTSE que ainda não foram concluídos está com elevado índice de progresso. Dos 26 projetos a serem concluídos, cerca de 73% (ou 19 projetos) possuem percentual de progresso acima de 75%, sendo que desse número, 6 projetos estão bem próximos de sua conclusão registrando progresso superior a 90%. Um total de 13 projetos tem andamento entre 50% e 75% do estimado. Veja abaixo o detalhamento.

VII) Percentual De Progresso Dos Projetos Em Andamento - Dez/2010



Percentual de progresso dos projetos em andamento - dez/2010

Vetor de atuação	projetos a concluir	mais de 90% de progresso	entre 75 e 90%	entre 50 e 75%	entre 25 e 50%	menos de 25%
I - Governança Corporativa	2	0	1	1	0	0
II - Negócios Distribuição	3	0	1	2	0	0
III - Reformulação Institucional	8	5	2	0	1	0
IV - Modelo de Gestão	13	1	9	3	0	0
Totais	26	6	13	6	1	0

Dentre as realizações obtidas pelo PTSE são destaques:

- (i) Alterações em legislações que trouxeram maior agilidade e ganhos de rentabilidade em algumas operações empresariais, tais como: Autorização para participação em SPE's (sociedade de propósito específico) no desenvolvimento de empreendimentos de geração e transmissão de energia; Autorização para realização de investimentos no exterior; Possibilidade de adoção de regime simplificado de licitação para as empresas; Comercialização da energia da Eletrobras Eletronuclear (economia R\$ 400 milhões / ano); Novas regras para atuação nos Sistemas Isolados (economia de R\$ 1 bilhão / ano); Maior agilidade em alterações estatutárias; Retirada da empresa do cálculo do superávit primário; Autorização para que dirigentes da Eletrobras atuem em SPE's;
- (ii) Realinhamento da estratégia financeira com o pagamento dos dividendos retidos no valor de R\$ 10 bilhões e a capitalização de R\$ 14 bilhões de dívidas das Geradoras e Distribuidoras, reduzindo seu endividamento, proporcionando maior eficiência tributária e maior capacidade de investimentos;
- (iii) Estudos para adoção de modelo organizacional que confira maior eficiência empresarial; Fortalecimento das práticas de: gestão de projetos e processos corporativos, e de gestão do desempenho empresarial com adoção de Contrato de Metas de Desempenho empresarial para as empresas subsidiárias e apuração do resultado por linha de negócio;
- (iv) Realinhamento dos negócios de distribuição com a readequação das estruturas de gestão das empresas distribuidoras; a adoção de um Plano de Melhoria de Desempenho para obter o equilíbrio econômico-financeiro dessas empresas juntamente com a obtenção de um financiamento no valor de R\$ 500 milhões, junto ao Banco Mundial para iniciativas associadas;
- (v) Estabelecimento de políticas integradas para as empresas Eletrobras relacionadas aos seguintes temas: Gestão Integrada de Pessoas, Gestão Integrada de Riscos, Ética Empresarial, Sustentabilidade Empresarial, Tecnologia da Informação e Telecomunicações, Eficiência Energética, Pesquisa Desenvolvimento & Inovação, Eficiência Energética, Comunicação Corporativa e Patrocínio Cultural;
- (vi) Desenvolvimento do Plano Estratégico Integrado do Sistema Eletrobras e dos seus planos de negócio, Definição da estratégia de internacionalização com o mapeamento de portfólio e desenvolvimento de estudos associados; Adoção de melhores práticas de governança corporativa, Desenvolvimento e implantação de uma nova arquitetura de marcas para as empresas Eletrobras; Unificação das práticas de gestão de pessoas entre as empresas Eletrobras.

2.2.3. Investimentos no PAC

Os investimentos do Sistema Eletrobras incluídos no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), de iniciativa do Governo Federal, realizaram, em 2010, R\$ 4.095,5 milhões, equivalentes a 69% da dotação orçamentária para o ano. Quando comparado ao realizado em 2009, observa-se um crescimento de 36,2%.

Do montante aprovado (R\$ 5.953,5 milhões) para o PAC, 15% foi destinado à região Sul, 38% à região Sudeste, 22% à região Nordeste, 24% à região Norte e 1% à região Centro-Oeste. Já o percentual de realização orçamentária relativo à previsão anual, por região, foi de: 96% na região Sul, 75% na região Norte, 67% na região Sudeste, 47% na região Nordeste e 42% na região Centro-Oeste.

Do total realizado no ano, 62% deve-se aos projetos de Geração, 23% de Transmissão e 15% de Distribuição.

As empresas que se destacaram, apresentando uma realização acima da média (69%) do Sistema, foram: Eletrosul (98%), CGTEE (94%), Furnas (85%), Eletronorte (84%) e Ceal (81%). Por outro lado, as empresas Boa Vista (4%), Eletronuclear (37%) e Cepisa (39%), tiveram realização aquém da previsão anual.

VIII) Investimentos no PAC

Investimento do PAC - Milhões				
	2010		2009	
	Previsto	Realizado	Previsto	Realizado
TOTAL	5.953,5	4.095,5	3.629,0	3.007,0

2.2.3.1- Estudos de Viabilidade, EIA/RIMA, Projeto Básico e Construção da UHE Belo Monte:

- Em 2010 foram concluídos os Estudos de Viabilidade e EIA/RIMA, que foram aprovados pela ANEEL através do despacho N°285 de 05/02/2010 e em 01/02/2010 o IBAMA emitiu a licença prévia com as condicionantes para obtenção da licença de instalação (LI). Neste mesmo ano foi iniciada a revisão para apresentação do Projeto Básico Consolidado, contratada com um consórcio projetista composto pelas empresas Intertechne, Engevix e PCE, e tomadas as providências necessárias para a Construção, após o Leilão de Concessão n° 06/2010 realizado em 20/04/2010. Em 15/06/2010 a ANEEL homologou e adjudicou o leilão n° 06/2010 com o Consórcio Norte Energia como vencedor.
- Em 21/07/2010 foi constituída a Sociedade de Propósito Especifico **Norte Energia S/A (NESA)**¹, que a partir de sua constituição passou a ser a responsável pela implantação e operação da UHE Belo Monte. Nesta mesma ocasião o IBAMA emitiu uma autorização para abertura de picadas permitindo o início dos levantamentos de campo necessários.
- Em 11/08/2010 foram firmados os Termos de Compromisso para Fornecimento de Equipamentos Eletromecânicos e em 25/08/2010 o Termo de Compromisso para o Projeto Executivo e Obras Civis. Em 26/08/2010 foi assinado o Contrato de Concessão. Em 13/09/2010 a NESA entregou o Projeto Básico (PB) na ANEEL e em 30/09/2010 ao

1

Sistema Eletrobras 49,98%	Entidades Prev. Privada 12,5%	- Outros 10,25%
- Eletrobras 15%	- Fundos de Investimento 5,09%	
- Chesf 15%	- Auto Produtores 10,0%	
- Eletronorte 19,98%	- Construtoras 12,27%	

IBAMA o Projeto Básico Ambiental. Em 04/11/2010 a NESA conseguiu o enquadramento da UHE Belo Monte no REID.

2.2.4. Comercialização de Energia

IX) Comercialização de Energia

Empresas	2010		2009	
	MWh	R\$ milhões	MWh	R\$ milhões
CGTEE	4.463.495	590	2.136.371	212
Eletronorte	52.258.019	4.384	53.620.173	3.416
Chesf	56.048.205	4.356	55.150.430	3.710
Furnas	43.350.532	3.124	43.316.368	2.858
*Eletronuclear	13.361.400	1.782	11.876.917	1.677
Total	169.481.651	14.235	166.100.259	11.873

* Toda energia produzida pela Eletronuclear é adquirida por Furnas.

UHE ITAIPU

A Lei nº. 10.438, de 26/4/02, determinou que a Eletrobrás fosse o Agente Comercializador de Energia de Itaipu. Nessa condição, a empresa, no ano de 2010, repassou para as concessionárias das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, 66.746.460 MWh de energia vinculada à potência contratada, o que correspondeu a um faturamento de aproximadamente US\$ 3.4 bilhões. A energia suprida acima daquela vinculada à potência contratada e adquirida pela Eletrobrás foi de 7.105.075 MWh, correspondente a um faturamento junto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica de R\$ 249 milhões em 2010.

CEPEL

O setor elétrico nacional enfrenta importantes desafios. O aproveitamento de forma sustentável do potencial hidroelétrico na Amazônia, que ora se intensifica, é um dos aspectos relevantes para a garantia de desenvolvimento econômico do País, com segurança energética e respeito ao meio ambiente, mantendo sua característica de matriz elétrica renovável e com um custo acessível da eletricidade. A seu lado, estão sendo promovidas novas fontes de geração, renováveis – biomassa, eólica e solar, com baixa emissão de carbono –, nuclear, como também a indispensável expansão e o aperfeiçoamento dos sistemas de transmissão e de distribuição, completando o leque de iniciativas necessárias.

Todas essas ações demandam soluções à altura, e mais uma vez destacam a significância do papel do Cepel em prover infraestrutura tecnológica avançada e soluções inovadoras para o desenvolvimento sustentável do País.

Os desafios de pesquisa e desenvolvimento (P&D) nos próximos anos serão imensos, mas as bases para superá-los existem, são sólidas e estão sendo reforçadas ou ampliadas. Nos últimos anos, o Cepel, participando da evolução tecnológica e das mudanças do próprio setor elétrico, tem reforçado sua atuação e criado novas linhas de P&D, buscando também ampliar sua infraestrutura laboratorial para pesquisa experimental, incluindo a formação de novas equipes de pesquisadores e parcerias.

O engajamento do Centro nas questões de economicidade, otimização energética e respeito ao meio ambiente, temas estratégicos para o adequado trato da expansão da oferta de energia no País, tem reconhecimento nacional e internacional. Temos apoiado o Ministério de Minas e Energia (MME) na iniciativa Hidroeletricidade Sustentável junto à Reunião Ministerial sobre Energia Limpa (EUA) e à Agência Internacional de Energia (AIE), culminando na realização, no Brasil, da Conferência Hidroeletricidade Sustentável, com a participação de 35 países.

Na AIE, temos tido a oportunidade de representar o Brasil em reuniões da Plataforma Internacional de Tecnologias de Energia de Baixo Carbono e da Parceria Internacional sobre Energia e Sustentabilidade, além dos Grupos de Trabalho Solar Paces e Hidroeletricidade, no qual coordenamos a Força Tarefa sobre Balanço de Carbono em Reservatórios de Hidroeletricidade. No País, com o Sistema Eletrobras, o Cepel operacionaliza várias dessas ações cujos desdobramentos terão importantes reflexos positivos para a expansão da oferta de energia hidroeétrica.

Por outro lado, é contínuo o avanço tecnológico promovido pelo Centro em suas cadeias de metodologias e modelos para planejamento da expansão, planejamento e programação da operação, supervisão e controle dos sistemas eletroenergéticos, até mesmo em tempo real.

A cadeia de modelos energéticos do Cepel, cujo modelo central é o Newave, é ferramenta essencial nas atividades setoriais estratégicas de planejamento da expansão, planejamento e programação da operação, comercialização, definição e cálculo da garantia física e da energia assegurada de empreendimentos de geração, e elaboração de diretrizes para os leilões de energia. Esse apoio, que se estende também à Eletrobras e às suas empresas, inclui a avaliação econômico-financeira de empreendimentos de geração e transmissão, comercialização de energia, previsão de mercado, inventário hidroeétrico, matriz energética, confiabilidade de ponta de sistemas hidrotérmicos, controle de cheias, previsão de vazões, de ventos e de carga.

A cadeia de metodologias e modelos para redes elétricas do Cepel possui papel equivalente, no setor e no Sistema Eletrobras, nas questões de planejamento da expansão da transmissão e operação do sistema elétrico. Análise de redes, fluxo de potência ótimo, transitório eletromagnético, análise de pequenas perturbações, simulação probabilística e confiabilidade, análises de curto circuito e harmônica, recomposição e estudos sistêmicos são todos temas de constante pesquisa, desenvolvimento e inovação para o Cepel, que alçam o País ao conjunto de poucos no mundo com cadeia própria de metodologias e programas computacionais de nível internacional e de uso intensivo por todo o setor elétrico.

Em termos de segurança elétrica em tempo real, o Sage, do Cepel, é outro exemplo de tecnologia de ponta em nível mundial para supervisão, controle e gerenciamento de energia de redes, com atributos de portabilidade, modularidade, interconectividade e atualização contínua (Evergreen), que permitiu retirar o Brasil da dependência de sistemas fechados de hardware e software e de soluções passíveis de esgotamento tecnológico. Com esses predicados, tornou-se o núcleo do fornecimento, em parceria com a Siemens, da nova Rede de Gerenciamento de Energia (Reger) do Sistema Interligado Nacional (SIN), desafio de P&D para esta década. Outros aspectos, também de interesse direto do Sistema Eletrobras, são cuidados pelo Cepel nessa área, como minimização de perdas, recomposição assistida e ambientes para treinamento.

Projetos do Cepel focados na engenharia de manutenção, nas técnicas de extensão de vida útil, nos sistemas de monitoramento e acompanhamento, no aperfeiçoamento dos sistemas e das redes das Distribuidoras da Eletrobras são pontos importantes para a melhoria do desempenho técnico-econômico dos ativos do Sistema Eletrobras. Neste último aspecto, é destacada a contribuição do

Cepel para o Sistema Eletrobras no estabelecimento de indicadores de sustentabilidade empresarial, com base nas melhores metodologias e em critérios científicos.

Investimos também nas tecnologias de transmissão em longa distância, seja por meio de estudos teóricos ou capacitação em laboratórios, como o de Ultra Alta Tensão (LabUat). O LabUat, pioneiro no hemisfério sul, fruto de apoio indispensável da Eletrobras, do MME, do Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) e da Financiadora de Estudos e Projetos (Finep), terá papel essencial, a exemplo da tecnologia de Linhas de Potência Natural Elevada (LPNE) do Cepel, na pesquisa experimental de novas concepções de linhas de transmissão de alta capacidade para os aproveitamentos hidroelétricos da região amazônica. Outros investimentos recolocaram o Centro entre as instituições mais bem preparadas para estudar e avaliar desempenho de equipamentos e participar do desenvolvimento dos novos materiais do século 21 para o setor elétrico.

O desafio da inserção das novas fontes renováveis na matriz elétrica não foi esquecido, pois ampliamos nossa participação em projetos de geração eólica, solar fotovoltaica e heliotérmica, além dos investimentos em infraestrutura laboratorial para condução de projetos em células a combustível e tecnologias de produção de hidrogênio. Sob coordenação da Eletrobras, em apoio ao MME, o Centro desenvolve auxílio destacado em eficiência energética, atuando em amplo espectro, como em diagnóstico, capacitação, metodologias de ensaio, métodos de avaliação de desempenho e resultados, metodologias e sistemas computacionais para simulação.

Nossa participação em congressos, bem como o número de publicações no País e no exterior, tem aumentado nos últimos anos, estimulando a troca do conhecimento e fortalecendo a inserção do Cepel junto à comunidade técnico-científica.

Em 2010, o Cepel continuou a dar prioridade aos projetos estratégicos e corporativos de interesse direto das empresas do Sistema Eletrobras, chamados Projetos Institucionais (PI). Importante instrumento de manutenção e evolução do patrimônio tecnológico do Sistema, a carteira manteve-se no mesmo patamar dos anos anteriores. O Cepel desenvolveu 99 projetos corporativos de P&D, abrangendo as áreas: Tecnologias para Operação de Sistemas Elétricos em tempo-real (6); Automação local e Análise de perturbações (2); Planejamento da Expansão da Geração e da Transmissão (4); Planejamento da Operação Energética (5); Meio Ambiente (5); Hidrologia Estocástica e Recursos Hídricos (4); Análise Financeira de Projetos e Tarifas (1); Técnicas e Metodologias Computacionais (3); Tecnologias de Transmissão (11); Medição de Energia e Combate a Perdas (3); Monitoramento e Diagnóstico de Equipamentos e Instalações (16); Planejamento, Operação e Análise de Redes Elétricas (8); Confiabilidade (2); Qualidade de Energia Elétrica (2); Conservação e Uso Eficiente da Energia (14); Metalurgia e Materiais (7); Energias renováveis e Geração Distribuída (6).

Foram executados também projetos para o MME e demais agentes do Setor Elétrico Brasileiro, como a EPE, o ONS, a CCEE e Concessionárias de Energia Elétrica. Técnicos do Cepel participaram ativamente dos estudos para a futura usina de Belo Monte, apoiando o MME e a EPE na análise de alternativas de Transmissão, e a Eletrobras e o MME na análise e reconstituição da série de vazões relativas ao período 1930-1968, para dimensionamento da usina e da reserva de disponibilidade hídrica, atendendo ANEEL e ANA. Houve participação técnica do Cepel e uso dos programas computacionais do Centro na elaboração do Plano Decenal de Energia - PDE 2010-2019 e do Plano Nacional de Energia – PNE 2030. Outro importante conjunto de projetos é o englobado na carteira de P&D ANEEL, financiada pelos recursos previstos na Lei 9.991/00 e geridos por essa agência.

Para garantir o financiamento das atividades do Centro, a Eletrobrás e suas controladas (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas), disponibilizaram, através de contribuição anual, recursos para o orçamento do exercício na ordem de R\$ **125,8** milhões, com crescimento real de **4,6** % se comparado ao exercício de **2009**. Outros recursos, advindos de projetos e serviços tecnológicos do próprio Centro e de contribuições de outros sócios, públicos e privados, participaram com mais R\$ **35,5** milhões, totalizando em R\$ **161,3** milhões, aplicados diretamente no ano de **2010**, no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

2.3 Programas de Governo

ELETROBRAS

2.3.1 Programa 1046 – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel

O Programa Nacional de Conservação de Energia (PROCEL) é o programa do governo federal, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), destinado a promover o uso eficiente da energia elétrica no país e o combate ao seu desperdício. A Eletrobrás, na função de Secretaria Executiva do PROCEL, é a responsável pelo planejamento e execução das ações do Programa, fornecendo o suporte técnico e financeiro para seu funcionamento.

Os benefícios gerados pelo Programa podem ser contabilizados tanto pela economia de energia quanto pelos investimentos evitados na expansão do setor, que se revertem em benefícios para a sociedade.

O Procel atua em todo Brasil através de programas setoriais nas áreas de prédios públicos, saneamento ambiental, gestão energética municipal, indústria e edificações. Os resultados de 2003 a 2009 são expressivos: 650 grandes e médias indústrias participantes; 2.700 técnicos treinados na indústria e 446 na área de saneamento; 120 companhias de água e esgoto participantes; 263 municípios com a gestão energética implantada; 37 laboratórios instalados com 304 bolsas de estudos distribuídas e 25 unidades hospitalares operando com mais eficiência energética, além da regulamentação da Lei de Eficiência Energética para as edificações comerciais, de serviços e públicas.

2.3.1.1 Dados gerais do Programa

Tipo de programa	Programa Finalístico
Objetivo geral	Promover o uso eficiente de energia elétrica no país e o combate ao seu desperdício.
Objetivos Específicos	<p>Orientar a sociedade na aquisição de eletrodomésticos energeticamente eficientes, reduzindo o consumo de energia elétrica através do Selo Procel;</p> <p>Formar e capacitar técnicos sobre uso racional e eficiente de energia em diversos segmentos, bem como estudantes do ensino formal;</p> <p>Difundir informação qualificada sobre eficiência energética para os agentes que atuam na área;</p> <p>Difundir o conceito de uso racional de energia elétrica para a sociedade por meio de ações promocionais;</p> <p>Fomentar a realização de pesquisas e estudos voltados para o desenvolvimento tecnológico e científico na área de eficiência energética;</p> <p>Subsidiar o MME na elaboração de políticas de promoção do uso eficiente de energia elétrica;</p> <p>Fomentar a implementação de projetos de eficiência energética relevantes para o país.</p>
Gerente do programa	MME
Gerente executivo	Ubirajara Rocha Meira
Responsável pelo programa no âmbito da UJ	Janio Itiro Akamatsu
Indicadores ou parâmetros utilizados para avaliação do programa	<ul style="list-style-type: none"> – Energia Economizada (bilhões de kWh/ano) – Redução de Demanda na Ponta (MW) – Investimentos Postergados (R\$ bilhões)
Público-alvo (beneficiários)	Consumidores de energia elétrica; concessionárias de energia elétrica de geração, transmissão e distribuição; fabricantes e importadores de equipamentos elétricos; associações de classes; universidades e centros de pesquisa; consultorias; governo.

2.3.1.2. Principais Ações do Programa

2.3.1.2.1. Ação 9651 – Formação, Capacitação e Treinamento na Área de Eficiência Energética

Dados gerais da ação

Tipo	Não Orçamentária
Finalidade	<ul style="list-style-type: none"> – Capacitar os professores de ensino fundamental e médio que multiplicam a ação junto às escolas, por meio de uma metodologia apropriada (Procel Educação). – Capacitar profissionais envolvidos diretamente com a gestão do consumo de energia elétrica na área de eficiência energética.
Descrição	A ELETROBRAS/Procel em parceria com as concessionárias de energia e outros agentes promove ações de capacitação de professores para atuação como multiplicadores de ações de conservação de energia junto às áreas de ensino fundamental e médio. Além disto, implementa centros de excelência, laboratórios de ensino e planos de treinamento em eficiência energética, direcionados aos setores educacional, industrial, comercial, de aquecimento solar, de saneamento, de prédios públicos e outros.
Unidade responsável pelas decisões estratégica	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras
Coordenador nacional da ação	Ubirajara Rocha Meira
Unidades executoras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras
Áreas (dentro da UJ) responsáveis por gerenciamento ou execução da ação	Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética
Competências institucionais requeridas para a execução da ação	Conhecimentos das áreas de pedagogia e eficiência energética, bem como dos segmentos a que esta se aplica.

Entre as atividades desenvolvidas no âmbito da ação 9651, seguem abaixo aquelas que obtiveram destaque em 2010 em termos de resultados apresentados:

Curso de Especialização em Eficiência Energética

- Convênio da Eletrobras em parceria com a UNIFEI, visando promover capacitação técnica na temática eficiência energética aos profissionais da Eletrobras/Procel e demais atuantes do Sistema Eletrobras. O curso foi ministrado por professores da UNIFEI.
- Em 2010, após a realização dos 09 módulos programados do Curso de Especialização em Uso Responsável de Energia – CEURE, houve a elaboração dos estudos dirigidos e, posteriormente, a avaliação do curso, com sua conclusão no último trimestre do mesmo ano.

Módulos de Eficiência Energética à Distância

- Convênio em parceria com a UNIFEI visando complementar a infra-estrutura do Laboratório Didático Pedagógico em Eficiência Energética do EXCEN – Centro de Excelência em Eficiência Energética, para o desenvolvimento de módulos de eficiência energética na modalidade de ensino à distância no âmbito do Procel Educação.
- Resultados no período: Implementação da primeira turma do curso ENERGE para os alunos da graduação de Engenharia Elétrica da UNIFEI, utilizando técnicas de ensino à distância.

Capacitação de Eficiência Energética na Indústria de Cerâmica Vermelha

- Ação conjunta com a GIZ, instituição alemã de apoio ao desenvolvimento sustentável, e com o SEBRAE/SP, visando aumentar a eficiência energética da indústria de cerâmica

vermelha em Arranjos Produtivos Locais (APL) do Estado de São Paulo, por meio do desenvolvimento de uma metodologia para capacitação de consultores em Gestão Ambiental.

- Em 2010 foi finalizado o modelo de atuação dos consultores e realizado o curso voltado para os consultores em Gestão Ambiental do SEBRAE/SP; O ano de 2010 representou a continuidade da fase de consolidação do Modelo de Pré-Diagnósticos, visando a implementação de projetos. Para finalizar este Modelo, serão realizadas reuniões com a participação das empresas de cerâmica vermelha, empresas de conservação de energia, SEBRAE/SP, Eletrobras e GIZ.

Centros de Excelência em Eficiência Energética

- Tem como objetivo, implementar e fomentar infraestrutura capaz de alavancar e perenizar a pesquisa e o desenvolvimento do tema eficiência energética por meio de parcerias e redes estratégicas com instituições de ensino e laboratórios.
- Como resultados no período, houve a inauguração, em abril de 2010, do Centro de Excelência em Eficiência Energética – CEAMAZON -, localizado na UFPA, destinado a atender a região norte do Brasil.

Centro de Educação em Eficiência Energética

- Implementação de um Centro de Educação em Eficiência Energética em parceria com a UNESP, utilizando conceitos arquitetônicos e tecnológicos para o uso eficiente e inteligente da energia, buscando ampliar os conhecimentos na área de educação para otimização energética e desenvolver materiais educacionais a respeito desta temática, voltados para alunos do ensino fundamental e médio, buscando sustentar ações que sensibilizem os jovens da necessidade de se utilizar a energia de forma eficiente.
- Durante o ano 2010, foi elaborado o projeto de adequação à implementação do Centro, contemplando conceitos arquitetônicos e tecnológicos que demonstrem o uso eficiente e inteligente da energia.

Programa de Educação para Eficiência Energética

Em 2010, as seguintes atividades tiveram destaques:

- Revisão e realinhamento do atual programa de Eficiência Energética nas Escolas, com o estabelecimento de um padrão único para todo o país e flexível para as diferentes realidades regionais.
- Conclusão das pesquisas relacionadas ao estágio atual das pesquisas e ações de educação para eficiência energética no Brasil e no mundo, além da conclusão da pesquisa de mudança comportamental e educação para eficiência energética. Ambas pesquisas foram desenvolvidas em parceria com a UNESP através de convênio firmado com a Eletrobras.
- Desenvolvido formato de curso de especialização para professores da educação básica com o tema energia, meio-ambiente e sustentabilidade.

Projeto Energia

- O “Projeto Energia”, a ser realizado pela Fundação Roberto Marinho, consiste no desenvolvimento de projeto educacional, utilizando a metodologia Telecurso, para disseminar o conceito de Eficiência Energética, visando a melhoria da educação e a contribuição para o desenvolvimento social, tendo como referência as metas de economia de energia previstas no Plano Nacional de Energia (PNE).

- No final de 2010, foram iniciadas as atividades para a realização do “Projeto Energia” com realização de reuniões com especialistas da área de eficiência energética e meio-ambiente a fim de levantar conteúdos para os roteiros dos programas.

Metas e resultados da ação no exercício

META	PREVISÃO	EXECUÇÃO	EXECUÇÃO/PREVISÃO %	METAS PARA 2011
Financeira	R\$ 13.875.834,98	R\$ 3.755.461,98	27,1	R\$ 12.132.163,90
Física*	13	6	46,2	11

*Unidade: projetos (número de projetos em andamento durante o ano)

Com relação às metas e resultados desta ação no exercício, a descontinuidade e a postergação de projetos previstos, com previsão de utilização financeira elevada, para o ano seguinte, prejudicaram o cumprimento do cronograma financeiro previsto para 2010.

▪ **Ação 9652 – Disseminação da Informação sobre Conservação de Energia**

Dados gerais da ação

Tipo	Não Orçamentária
Finalidade	<ul style="list-style-type: none"> - Transmitir para a sociedade os conceitos sobre conservação de energia e seu uso racional para conscientizá-la sobre a importância da eficiência energética. (Procel Marketing) - Criar e manter uma base de conhecimento dinâmica, com informações qualificadas e estruturadas sobre eficiência energética, a partir de material produzido no Brasil e no exterior (de acordo com a área de abrangência definida). O público-alvo são os agentes e outros interessados que atuam nesta área, facilitando a integração e a colaboração entre eles, sejam do Brasil ou de outros países. (Procel Info)
Descrição	<p>A difusão das informações sobre eficiência energética, do Procel e seus subprogramas, bem como o relacionamento com os agentes foi realizada da seguinte forma em 2010:</p> <ul style="list-style-type: none"> • apoio e participação em eventos setoriais; • distribuição de material educativo e promocional sobre o Procel; • produção e divulgação de <i>releases</i> na mídia; • promoção do “Selo Procel” e realização de sua solenidade de outorga aos fabricantes (Novembro/2010); • gestão de informações do Portal Procel Info e do site do Procel; • atendimento ao público via e-mail institucional do Procel;
Unidade responsável pelas decisões estratégicas	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras
Coordenador nacional da ação	Ubirajara Rocha Meira
Unidades executoras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras
Áreas (dentro da UJ) responsáveis por gerenciamento ou execução da ação	Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética
Competências institucionais requeridas para a execução da ação	Conhecimentos das áreas de marketing, comunicação e eficiência energética, bem como dos segmentos a que esta se aplica (comercial, industrial, residencial, etc).

As seguintes atividades relacionadas à disseminação da informação e marketing foram desenvolvidas em 2010:

Distribuição de material informativo e promocional sobre o Procel

A distribuição de material acontece em eventos patrocinados ou que contam com a participação do Procel e quando solicitada por bibliotecas de universidades, órgãos e empresas com áreas relacionadas à eficiência energética.

Em 2010, foram doados cerca de 4.455 livros produzidos pelo Procel e seus parceiros, 2.011 cartilhas e 12.124 unidades de materiais promocionais do Programa.

Concessão do Selo Procel

No ano de 2010 o Selo Procel foi concedido a mais 4 novas categorias de equipamentos, sendo elas:

- Condicionador de ar do tipo split system cassete;
- Reator eletrônico para lâmpada fluorescente tubular;
- Televisor LED, modo de espera (stand-by);
- Módulo fotovoltaico

Em atendimento a Lei nº 10.295, de 17 de outubro de 2001, neste mesmo ano o Procel elaborou em conjunto com o Inmetro e o MME novos níveis mínimos de eficiência energética que subsidiaram a publicação da Regulamentação Específica de Lâmpadas Incandescentes de uso geral e de Reatores Eletromagnéticos para Lâmpadas a Vapor de Sódio a Alta Pressão, assim como do Programa de Metas de Lâmpadas Fluorescentes Compactas.

Vale lembrar que devido à entrada em vigor da Portaria Interministerial nº 553, de 2005, os motores da até então linha padrão ficam proibidos de serem comercializados no Brasil. Sendo assim essa categoria deixou de fazer parte do programa do Selo Procel.

Com isto, o Procel finaliza 2010 com o total de 31 categorias contempladas com o Selo. Ao todo foram 3.778 modelos, de 206 empresas distintas, contemplados com o Selo Procel no ano mencionado.

Crítérios para Concessão do Selo Procel

Os critérios foram alterados em 2010, de acordo com cada equipamento.

Áreas de Demonstração de Tecnologias Eficientes

O Procel fomentou a implementação de duas áreas de demonstração:

- Centro de Aplicação de Tecnologias Eficientes – CATE, localizado no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel, possui, entre outros serviços e produtos, uma área de exposição de tecnologias eficientes, contendo diversos equipamentos de uso residencial, comercial e industrial agraciados com Selo Procel. Em 2010, o Centro acumulou 412 visitas entre técnicos e estudantes.
- Casa Genial: localizada no Museu de Ciência e Tecnologia da PUCRS, a Casa Genial, inaugurada em novembro de 2008, é uma atração de cerca de 50m², com todas as dependências mínimas necessárias para demonstrar o consumo de energia elétrica em uma residência. O projeto objetiva promover a conscientização de estudantes e comunidade em geral da necessidade da utilização de energia elétrica de forma racional, mostrando a diferença entre eletrodomésticos eficientes que possuem o Selo Procel, e os que não o possuem. Em 2010, a Casa foi visitada por cerca de 9.500 pessoas de todas as faixas etárias.

Gestão do Portal Procel Info

No Portal Procel Info encontra-se disponível, para consulta pelos agentes do setor, fabricantes, professores, universitários e interessados pelo assunto eficiência energética, uma grande quantidade de informações qualificadas, produzidas e permanentemente atualizadas por uma equipe de especialistas e pela comunidade de usuários.

- Em 2010, foram enviadas por e-mail 2.600 matérias sobre ações do Procel e o tema eficiência energética para 7.000 assinantes cadastrados no Portal, por meio de seu serviço de *Newsletter* diária.
- O Portal Procel Info apresentou, no ano de 2010, 3.016 novos usuários cadastrados, totalizando 8.853 usuários desde sua criação, em novembro de 2006. Foram realizados, ainda, cerca de 800 atendimentos ao público via email sobre assuntos referentes ao Procel e eficiência energética em geral.

Ainda em 2010, foi lançado o curso on-line de Eficiência Energética e a área temática de Etiquetagem de Edificações.

Participação em Eventos

Em 2010, o Procel participou dos seguintes eventos:

- 7º Congresso Brasileiro sobre Eficiência Energética – 16 de junho, em São Paulo.

Metas e resultados da ação no exercício

META	PREVISÃO	EXECUÇÃO	EXECUÇÃO/PREVISÃO %	METAS PARA 2011
Financeira	R\$ 1.182.640,04	R\$ 266.491,57	22,5	R\$ 151.406,12
Física*	7	6	85,7	3

**Unidade: projetos (número de projetos em andamento durante o ano)*

O percentual de Execução/Previsão financeira no ano de 2010, para esta ação, se deve à grande economia realizada com os gastos previstos para a realização da premiação do Selo Procel, que representava a maior parte do orçamento para esta ação.

2.3.1.2.3. Ação 9950 – Desenvolvimento Tecnológico em Eficiência Energética

Dados gerais da ação

Tipo	Não Orçamentária
Finalidade	Incentivar a oferta ao mercado de produtos eficientes com informações sobre eficiência energética, orientando o consumidor no momento de compra, pelo destaque dos eletrodomésticos e equipamentos mais eficientes, através de sistema de etiquetagem por meio do Selo Procel e de estudos para desenvolvimento tecnológico.
Descrição	A sistemática de informações referentes ao desempenho energético de equipamentos é estruturada através do processo de etiquetagem que se desenvolveu, em parceria com o INMETRO (Programa Brasileiro de Etiquetagem - PBE) e que subsidia o Selo Procel. Paralelamente, instaura-se a competitividade entre os fabricantes pela oferta de equipamentos mais eficientes, através de novos investimentos em desenvolvimento tecnológico e industrial. Além disso, é necessário fomentar a realização de pesquisas e estudos voltados para o desenvolvimento tecnológico e científico na área de eficiência energética.
Unidade responsável pelas decisões estratégicas	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras
Coordenador nacional da ação	Ubirajara Rocha Meira
Unidades executoras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras
Áreas (dentro da UJ) responsáveis por gerenciamento ou execução da ação	Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética
Competências institucionais requeridas para a execução da ação	Gestão das diversas parcerias com os agentes que compõem o Programa Brasileiro de Etiquetagem e coordenação dos grupos de trabalho que estabelecem o desempenho energético dos equipamentos.

As seguintes atividades foram desenvolvidas em 2010 no âmbito do Procel, com vistas ao incentivo do desenvolvimento tecnológico na área de eficiência energética:

Desenvolvimento de metodologias de avaliação dos resultados do Selo Procel:

- A importância de se aprimorar as metodologias de avaliação dos resultados energéticos do Selo Procel se deve, em primeiro lugar, ao fato de que o Subprograma tem representado, nas últimas avaliações, cerca de 90% dos resultados obtidos pela Eletrobras/Procel e em segundo lugar, devido à possibilidade de os resultados das ações de eficiência energética subsidiarem o planejamento do setor energético do país.
- Em 2010, foram concluídos os desenvolvimentos das metodologias para os sistemas de aquecimento solar de água e ventiladores de teto.

Elaboração de metodologias para ampliação da concessão do Selo Procel

- Estudo contratado à Testtech Laboratórios de Avaliação da Conformidade Ltda – Testtech, que visa ao desenvolvimento de pesquisas e estudos para elaboração de metodologias para concessão do Selo Procel em Fornos de Microondas e Ventiladores de Mesa.
- Em 2010 foi concluído o desenvolvimento das metodologias de ensaios laboratoriais em ambos equipamentos, bem como foram realizados ensaios técnicos de eficiência energética em laboratório em modelos que representam 80% do mercado nacional. O projeto conta com investimento de R\$ 360 mil.

Projeto Piloto de Conservação de Energia no Meio Rural: Estudo de Caso nas Terras Altas da Mantiqueira

- O Procel, em parceria com o Núcleo Integrado de Capacitação Técnica (Nicatec), da Fundação ROGE, estão executando desde 2008 um projeto piloto que permitirá a aplicação e adequação dos esforços realizados em eficiência energética para o setor agropecuário, com vistas a otimizar o uso e exploração da eletricidade e dos recursos hídricos no meio rural, podendo culminar em processos de concessão do Selo Procel em equipamentos eletro-rurais. Nesse estudo, serão avaliadas propriedades rurais das seguintes categorias: criação de gado leiteiro, aviária (granjas) e frutífera (com irrigação forçada). Ao final do projeto, será lançado o Manual de Conservação de Energia no Meio Rural, além de gerar subsídios para a atuação do Procel na área rural.
- Em 2010 foram finalizados os diagnósticos energéticos nas 100 propriedades selecionadas e promovido o 1ª Seminário de Conservação de Energia no Meio Rural, que ocorreu em Delfim Moreira/MG.

Diagnósticos Hidroenergético

- A Eletrobras, em parceria com a UNIFEI, iniciou em 2008 um projeto que prevê a análise e um levantamento de informações técnicas de sistemas de abastecimento de água, por meio de diagnósticos hidroenergéticos. Além disso, estão previstas a elaboração de um programa de gestão de sistemas de abastecimento de água, elaboração de livro técnico e a realização de um curso básico de gestão hidroenergética em sistemas de abastecimento, com foco na utilização de equipamentos eficientes, com Selo Procel.
- Em 2010, foram concluídos os diagnósticos energéticos nas empresas de saneamento, situadas em Cruzeiro/SP, Passos/MG e São Lourenço/MG, assim como em hotel, também em São Lourenço e em um shopping center no Rio de Janeiro.

Avaliação das obras do Programa Procel Reluz:

- Foi concluído o projeto que consistiu em avaliar *in loco* os pontos de iluminação pública atingidos pelo Procel Reluz, levando em conta a adequação dos equipamentos instalados, a gestão dos sistemas de iluminação pública e a vida útil das lâmpadas a vapor de sódio, para subsídios à concessão do Selo Procel para esses equipamentos. O projeto foi realizado em parceria com a PUCRS e um dos resultados serviu para alavancar um processo de certificação de relés fotoelétricos pelo Inmetro. Os trabalhos para a determinação dos ganhos pós-implantação dos projetos do Procel Reluz foram concluídos nas cidades de Belo Horizonte e Porto Alegre. O investimento por parte da Eletrobras totalizou R\$ 994 mil.

Elaboração e consolidação dos resultados do Procel:

- O Relatório de Resultados do Procel é publicado anualmente e, a partir de 2009, passou a contabilizar as emissões de CO2 equivalentes evitadas pela energia economizada. Cerca de 800 unidades impressas foram distribuídas para os principais agentes ligados ao setor energético, além de ser disponibilizado para o público geral no Portal Procel Info (www.procelinfo.com.br) em três versões: português, inglês e espanhol.

Metas e resultados da ação no exercício

META	PREVISÃO	EXECUÇÃO	EXECUÇÃO/PREVISÃO %	METAS PARA 2011
Financeira	R\$ 2.799.984,51	R\$ 718.698,81	25,7	R\$ 3.088.440,00
Física*	15	6	40,0	12

**Unidade: projetos (número de projetos em andamento durante o ano)*

Com relação às metas e resultados desta ação no exercício, a descontinuidade e a postergação de projetos para o ano seguinte, afetaram o cumprimento do cronograma financeiro previsto para 2010.

2.3.1.2.4. Ação 9650 – Implantação de Projetos de Eficiência Energética e Desenvolvimento Tecnológico em Eficiência Energética

Dados gerais da ação

Tipo	Não Orçamentária
Finalidade	Promover a conservação e o uso eficiente de energia elétrica em Prédios Públicos, empresas de saneamento, edificações, nas unidades consumidoras das prefeituras e no segmento industrial, comercial e residencial, através de parcerias com diversos agentes da sociedade (subprogramas PROCEL EPP, PROCEL SANEAR, PROCEL GEM, PROCEL EDIFICA e PROCEL INDÚSTRIA).
Descrição	A metodologia de desenvolvimento do projeto é realizada de forma estruturada, em parcerias com diversos agentes, com abrangência nacional e obedecendo a critérios de potencial de replicação, visando estimular e difundir as ações de eficiência energética nos segmentos industrial, comercial e residencial, em prédios públicos, em edificações, empresas de saneamento e unidades consumidoras das prefeituras.
Unidade responsável pelas decisões estratégicas	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás
Coordenador nacional da ação	Ubirajara Rocha Meira
Unidades executoras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás
Áreas (dentro da UJ) responsáveis por gerenciamento ou execução da ação	Departamento de Projetos de Eficiência Energética
Competências institucionais requeridas para a execução da ação	Conhecimento dos conceitos de eficiência energética, bem como dos segmentos em que se aplica.

As seguintes atividades foram desenvolvidas em 2010 no âmbito do Procel, visando à implantação de projetos e incentivo do desenvolvimento tecnológico na área de eficiência energética:

a) Gestão Energética Municipal – Procel GEM

Em 2010, o Procel GEM - Gestão Energética Municipal, que tem como missão ajudar as prefeituras a gastar menos com energia elétrica, finalizou 7 Planos Municipais de Gestão da Energia Elétrica – Plamges dentro do Projeto Alto Uruguai, em parceria com a Eletrosul, nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, estando outros 8 em elaboração; foram realizados 2 treinamentos “Economizando Energia Elétrica nas Prefeituras” nas cidades de Caxias do Sul – RS e Vila Velha – ES, com a participação de 135 técnicos de 56 municípios; foi realizada a 7ª Edição do Prêmio Procel Cidade Eficiente em Energia Elétrica, com 7 iniciativas agraciadas; a metodologia de PLAMGEs e o Software SIEM – Sistema de Informações Energéticas Municipais foram atualizados, incluindo a capacitação de 45 profissionais para aplicação e uso da metodologia; e foi lançado o Curso Online de Eficiência Energética, disponível no Procel Info.

Desde sua criação, o Procel Gem já economizou 63.853,10 MWh, energia suficiente para abastecer uma cidade de 148 mil habitantes durante um ano, como Itajaí, em Santa Catarina, atuando em 328 municípios de 17 estados. Esta economia de energia implica na redução da emissão de carbono na atmosfera em cerca de 3090 tCO₂e .

b) Eficiência Energética em Prédios Públicos – Procel EPP

Em 2010, o Procel EPP obteve como resultado dos convênios celebrados com a Universidade Federal de Minas Gerais e o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET-MG, a patente compartilhada de um produto resultante de pesquisas, conforme abaixo:

- Contrato de partilhamento de titularidade de tecnologia e outras avenças celebrado entre as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS, a Universidade Federal

de Minas Gerais – UFMG, o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET-MG, com o objeto de determinar as condições de proteção para o pedido de patente de número de protocolo 14090004329 intitulada “Módulo de Instrumentação, Controle e Automação – MICA”, depositada junto ao INPI.

O Subprograma firmou parceira com a Controladoria Geral da União – CGU e o Cepel para a elaboração do Diagnóstico Energético no edifício sede em Brasília, e os resultados foram consubstanciados em relatório técnico que foi apresentado a Direção do CGU em Brasília.

O material técnico disponibilizado pelo Subprograma foi revisado, referente aos seguintes manuais:

- Manual de Orientações Gerais para Conservação de Energia em Prédios Públicos;
- Manual de Iluminação Eficiente;
- Manual de Sistemas de Ar-Condicionado e Refrigeração;
- Programa de Tarifação de Energia Elétrica;
- Manual Especificação Técnica em Sistemas de Ar-Condicionado e Iluminação.

O Procel EPP participou das reuniões da Agenda Ambiental da Administração Pública e do Projeto Esplanada Sustentável.

Além disso, está em desenvolvimento o processo de Reestruturação que consiste na elaboração do Plano de Desenvolvimento Institucional – PDI e de um conjunto de ferramentas que permitirão facilidades na gestão e acompanhamento das ações de Eficiência Energética nas Edificações. Como resultados dos trabalhos desenvolvidos estão previstos os seguintes softwares:

- Cadastro de Prédios Públicos e seus respectivos Administradores;
- Cadastro de Projetos de Eficiência Energética – Análise;
- Banco de Preços para uso na Análise de Projetos.

c) Eficiência Energética em Edificações – Procel Edifica

Em 2010, o Procel Edifica atuou com as seguintes instituições, para promover o desenvolvimento tecnológico na área de Edificações: Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC; Universidade Federal Fluminense – UFF, Pontifícia Universidade Católica do Paraná – PUCPR; Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, Universidade de São Paulo - USP e Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, com os seguintes objetivos:

- Dar subsídio a Regulamentação da Lei 10.295/01 – Lei de Eficiência Energética, para:
 - Elaboração de textos, metodologias e manuais técnicos;
 - Interação com INMETRO para etiquetagem de edificações, no âmbito do PBE;
 - Capacitação de profissionais para aplicação da regulamentação, pelo método prescritivo e por simulação computacional.
- Testar e aplicar a Regulamentação para Eficiência Energética em Edificações, desenvolver metodologia para implantação de unidades de demonstração em conforto ambiental e eficiência energética, implantar um projeto de demonstração em eficiência energética e instrumentação e capacitação da equipe de professores e alunos do Laboratório de Conservação de Energia e Conforto Ambiental – LabCECA/UFF.
- Realizar por meio da validação, pesquisa e disseminação do programa computacional brasileiro Domus, de simulação termoenergética de edificações.

- Desenvolver a Rede de Eficiência Energética em Edificações (R3E), coordenando, integrando através de videoconferências, desenvolvendo ambiente eletrônico para concentração do conteúdo de Eficiência Energética em Edificações e das ações de etiquetagem de edifícios.
- Desenvolver a competência nacional em projeto e construção de Residências Energia Zero - REZ adaptados ao Brasil. Criando as bases que permitam ao Brasil posteriormente a opção de criar uma indústria nacional de REZ com tecnologia própria e adequada às condições climáticas brasileiras. Atuando nas vertentes tecnologia e disseminação do Plano de Ação do PROCEL EDIFICA, ampliando a parceria Universidade–Empresa e disseminando informações de interesse da sociedade.
- Desenvolver metodologia para avaliação da eficiência energética considerando o aproveitamento da luz natural para redução do consumo energético em edificações.

d) Eficiência Energética na Indústria – Procel Indústria

O resultado decorrente da celebração de convênios com as federações das indústrias dos estados permitiu, até o final de 2010, a capacitação de 306 multiplicadores e 2.795 agentes (técnicos e engenheiros das indústrias participantes) de um total de 729 indústrias, além da análise técnica e aprovação de 56 autodiagnósticos energéticos, correspondendo a economia de energia estimada de 34,3 GWh.

No Rio de Janeiro, o Procel Indústria atua por intermédio de um Convênio de cooperação técnico-financeira com o Sebrae-RJ, a fim de: promover a eficiência energética nas micro e pequenas empresas do estado; treinar e capacitar profissionais para atuar neste setor; e contemplar a monitoração, verificação e divulgação dos resultados das ações implementadas. Em 2010 foram desenvolvidas as seguintes atividades: implantados 2 núcleos de EE em associações de classe; elaborados 2 manuais setoriais; realizadas 13 consultorias / diagnósticos energéticos, 2 cursos e 4 artigos sobre EE; realizadas 17 palestras com foco setorial; participação em 6 eventos setoriais.

O Procel Indústria também atua na capacitação laboratorial com enfoque no uso eficiente integrado de sistemas motrizes industriais, por meio dos Laboratórios de Otimização de Sistemas Motrizes (LAMOTRIZ), nas cinco regiões do País, por meio de convênios com as seguintes universidades: (UFAM, UFPA, UFC, UFPE, UFBA, UFMS, UFMT, IFMT, UFU, UFSJ, UNESP, UDESC e FUCS). Em 2010, os laboratórios em fase de implantação foram inaugurados, com destaque para: Lamotriz da UFMS, FUCS e UFSJ.

Investimento em parceria com a CNI de cerca de R\$ 1.953.560,00 para realizar estudos que são resultantes de uma iniciativa conjunta e inédita, para o levantamento de potenciais técnicos de conservação de energia em 14 segmentos do setor industrial: alimentos e bebidas, cal e gesso, cerâmica, cimenteiro, extrativa-mineral, ferros-ligas, fundição, metais não-ferrosos, papel e celulose, químico, siderúrgico, têxtil, vidreiro e não energia-intensivos (fumo, calçados, madeira etc). Os estudos realizados contemplam, além dos relatórios setoriais, outros relatórios que agregam temas de alta relevância para o setor industrial, como as experiências internacionais em eficiência energética para a indústria e o histórico de programas nesta área. Seguindo as diretrizes do Procel Indústria, estes estudos pretendem ser um instrumento útil para os agentes atuantes no mercado nacional de eficiência energética do setor industrial: indústrias, federações de indústrias, associações de classe, CNI, instituições privadas ou governamentais. A idéia é que se tornem uma referência e uma fonte de consulta constante para aqueles que compartilham do objetivo de promover a eficiência na produção e o uso adequado da energia, eliminando também os desperdícios, reduzindo os custos e, consequentemente, colaborando para a inovação tecnológica e a competitividade da indústria brasileira.

Outros resultados: validada a economia de 3.498 MWh e redução de 405 kW na demanda de energia na Indústria Têxtil Bezerra de Menezes, em Fortaleza – CE no mês de janeiro/2010, resultando numa economia anual de R\$ 700 mil. Foi utilizado o Protocolo de Medição e Verificação, após as implementações das ações de eficiência energética realizadas nesta planta a partir das orientações contidas num diagnóstico energético realizado em Junho/2007 pela Eletrobras/Cepel.

Em 2010, o Procel Indústria participou da elaboração da norma ISO 50001 – Sistema de Gestão da Energia. Atualmente, a norma está em fase de elaboração e paralelamente a sua versão brasileira está sendo desenvolvida.

Para colaborar com o desenvolvimento energético nas indústrias do Estado do Rio de Janeiro, a Eletrobras através do Procel Indústria firmou protocolo de cooperação com a FIRJAN, com vistas a otimização dos sistemas motrizes nas indústrias fluminenses.

A Eletrobras, no âmbito do Procel Indústria, apóia ações voltadas à divulgação e incentivo às melhores práticas do uso eficiente de energia elétrica. Em 2010, foram apoiados os seguintes eventos:

A - VII COBEE – Congresso Brasileiro de Eficiência Energética e ExpoEficiência 2010 – São Paulo/SP – Junho/2010

Objetivo: O evento é um espaço de sensibilização e negócios em torno de tecnologias e serviços que contribuam para o uso racional de energia e impactem positivamente na competitividade e no lucro.

Título da Apresentação: O PROCEL Indústria e os Serviços Disponíveis para as Empresas.

B - 3º Simpósio EnVisioneeringSM Eficiência Energética – São Paulo/SP – Setembro/2010

Objetivo: Abordar temas decorrentes do setor de energia, salientando sempre a eficiência energética e o tema “Eficiência Energética: O Papel do Estado e da Iniciativa Privada”.

Título da Apresentação: O Procel Indústria e a Articulação com a Iniciativa.

C - FINCA – Fórum dos Comitês Nacionais da IEC das Américas – São Paulo/SP – Outubro/2010

Objetivo: O evento abordou temas como o Padrão Brasileiro de Plugues e Tomadas, a eficiência energética e Smart Grid, apresentando alguns trabalhos de eficiência energética em curso no GE IEC (Grupo Estratégico) e seus planos para uma maior interoperabilidade, eletrificação inteligente e distribuição de eletricidade otimizada com base nos padrões internacionais.

Título da Apresentação: Eficiência Energética Industrial.

D - XIII Congresso Brasileiro de Energia – Rio de Janeiro/RJ – Novembro/2010

Objetivo: Organizado pela Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE/UFRJ, sob o tema “Energia e Qualidade de Vida” o congresso abordou temas referentes à energia elétrica, tais como questões ambientais, política energética e a defesa da energia nuclear.

Título da apresentação: Eficiência Energética na Indústria – Programa Procel Indústria

E - Energy Efficiency Forum Latin America 2010 – São Paulo/SP - Novembro/2010

Objetivo: Fórum técnico-executivo para tratar das principais questões ligadas à Eficiência Energética na América Latina, focado nos grandes consumidores comerciais e industriais de energia elétrica, abordando temas como reduzir e racionalizar o consumo energético, promovendo ganhos financeiros, produtivos e sustentáveis para grandes empresas atuantes no mercado latino-americano.

Título da Apresentação: Eficiência Energética na América Latina.

e) Eficiência Energética no Saneamento – Procel Sanear

Inauguração oficial do LENHS UFMS em março de 2010, com a presença de representantes da Eletrobras/Procel, da Universidade e de instituições locais do setor de saneamento.

Inauguração oficial do LENHS UFRGS em maio de 2010, com a presença de representantes da Eletrobras/Procel, da Universidade e de instituições locais do setor de saneamento.

Assinatura de novo Protocolo de Intenções que tem por objeto promover a cooperação técnica entre a Eletrobras e o Ministério da Cidades, em 30 de março de 2010, para o desenvolvimento de atividades conjuntas, voltadas à capacitação de profissionais e às ações para a conservação da água e o uso eficiente de energia elétrica em sistemas de abastecimento de água. A cooperação técnica é realizada no âmbito de toda a área de influência do MCidades.

Assinatura de novo Convênio de Cooperação Técnico-Financeira entre a Eletrobras e a Universidade Federal da Paraíba (UFPB) em 30 de dezembro de 2010, objetivando a elaboração e revisão de publicações técnico-científicas, dirigidas aos profissionais das áreas de saneamento e irrigação, para a implantação de programas de conservação de energia elétrica e água, bem como o apoio às atividades de ensino, pesquisa e extensão no âmbito da elaboração do material a ser produzido, de acordo com as ações integrantes do Procel Sanear. O convênio prevê investimento total de R\$ 1.603.772,49, sendo R\$ 1.283.017,85 da Eletrobras, tendo sido liberado, em 2010, R\$ 160.377,23.

Assinatura de convênio com a Fundação Centro Tecnológico de Minas Gerais – CETEC em 30 de dezembro de 2010, objetivando o desenvolvimento de pré-estudo de viabilidade de uma planta de gaseificação para processamento de rejeitos (biomassa) com produção de energia termoelétrica usando tecnologia de plasma. O trabalho consiste, basicamente, em estudos de mercado, de combustíveis, de viabilidade de locação, ambientais, de tecnologia, termodinâmicos, de equipamentos e sistemas principais e auxiliares, além do equacionamento econômico-financeiro do empreendimento. O convênio prevê investimento total de R\$ R\$ 3.053.343,00, sendo R\$ 2.430.925,00 da Eletrobras, tendo sido liberado, em 2010, R\$ R\$ 243.092,50.

Conclusão das atividades previstas no convênio de cooperação técnica com a Eletrobras Cepel, objetivando implementar um Sistema Móvel para Diagnósticos Hidroenergéticos – SMDH em 28 de dezembro de 2010. A implementação do SMDH ocorreu por meio da aquisição de materiais e equipamentos, para realização de medições e testes em campo, de forma a torná-lo uma referência nacional para pesquisa aplicada e apoio técnico em atividades destinadas à eficiência energética e hidráulica no país. Foram realizados três diagnósticos hidroenergéticos para três subprogramas do Procel (saneamento, prédios públicos e industrial). O convênio previu investimento total de R\$ 816.000,00, sendo R\$ 402.000,00 da Eletrobras.

A Eletrobras, no âmbito do Procel Sanear, apóia ações voltadas à divulgação e incentivo às melhores práticas do uso eficiente de energia elétrica e água no setor saneamento. A difusão da cultura de combate ao desperdício de energia e água no setor contribui para a postergação de

investimentos nas operadoras de água e de esgotamento sanitário, bem como para a universalização desses essenciais serviços prestados à sociedade brasileira. Em 2010, foram apoiados os seguintes eventos:

- a) 40ª Assembléia da ASSEMAE – Parque de Exposições Fernando Costa – Uberaba/MG – Junho de 2010;
- b) Temporada de Caça aos Gatos - Práticas, equipamentos e soluções no combate ao furto e a fraude em energia e saneamento - Rio de Janeiro/RJ – Julho/2010;
- c) 4º Encontro CESAN de Inovação Tecnológica – Vitória/ES – Novembro/2010.

2.3.1.2.5. Ação 9649 – Iluminação Pública e Sinalização Semafórica Eficientes (Procel RELUZ)

Dados gerais da ação

Tipo	Não Orçamentária
Finalidade	Proporcionar melhoria das condições de iluminação pública e sinalização semafórica dos municípios brasileiros, tornando-os mais eficientes, contribuindo para o aumento da segurança pública nas vias urbanas, com reflexos positivos para o bem estar da população e para a redução do consumo de energia elétrica e dos gastos públicos.
Descrição	O Reluz consiste, basicamente, na implementação de projetos de iluminação pública e sinalização semafórica, por meio de concessão de financiamentos com recursos da RGR às concessionárias de energia elétrica. Além de financiar projetos de melhoria da iluminação pública e sinalização semafórica, onde é realizada a substituição de equipamentos obsoletos por outros mais eficientes, o Reluz financia também projetos de iluminação de destaque de monumentos, fachadas e praças públicas, expansão e remodelagem dos sistemas de iluminação pública, iluminação de espaços públicos esportivos e inovação tecnológica em iluminação pública. No caso da sinalização semafórica, substituí-se as lâmpadas incandescentes por sistemas que utilizam diodos emissores de luz (LEDs), com maior vida útil e consumo de energia até 90% menor.
Unidade responsável pelas decisões estratégicas	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras
Coordenador nacional da ação	Ubirajara Rocha Meira
Unidades executoras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras
Áreas (dentro da UJ) responsáveis por gerenciamento ou execução da ação	Departamento de Projetos de Eficiência Energética
Competências institucionais requeridas para a execução da ação	- Análise de projetos sob o ponto de vista de engenharia e de viabilidade econômica, além de aprovação orçamentária; - Gestão de contratos de financiamento; - Supervisão física das obras financiadas.

Em 2010, o Procel Reluz beneficiou 10 municípios tornando eficientes 89.559 pontos o que resultou em uma economia de energia de 29,9 mil MWh/ano e uma redução na demanda de 6,8 mil kW. Esse resultado foi possível a partir de investimentos que totalizaram R\$ 33,1 milhões, cabendo à Eletrobras o financiamento de R\$ 24,8 milhões.

Destaca-se ainda um aumento de 74% nos valores financeiros da carteira de projetos do PROCEL RELUZ entre o final do exercício de 2009 até o mesmo período de 2010, passando de aproximadamente R\$ 371,6 milhões para R\$ 646,6 milhões.

Em 2010 a Eletrobras liberou, com recursos da RGR, mais de R\$ 45 milhões para projetos do PROCEL RELUZ, representando um aumento de 61% em relação ao mesmo período de 2009.

Desde o início do Programa já foram implementados mais de 2,34 milhões de pontos com investimento total da ordem de R\$ 510 milhões. A energia total já economizada é de 827 mil MWh/ano com uma redução 190,8 mil kW de demanda no horário de ponta do sistema elétrico.

Metas e resultados da ação no exercício

META	PREVISÃO	EXECUÇÃO	EXECUÇÃO/PREVISÃO %	METAS PARA 2011
Financeira	R\$ 15.000.000,00	R\$ 33.104.035,45	220	R\$ 20.000.000,00
Física*	50.000 pontos	89.559 pontos	179	70.000 pontos

*Unidade: pontos de iluminação eficientizados

2.3.1.2.6. Ação 2D92 - Estudos de Inventário e Projetos de Viabilidade de Implantação de Sistemas de Geração e de Transmissão na Região Amazônica

Quanto ao acompanhamento físico-financeiro dessa Ação 2D92, nos termos da nova legislação contábil no Brasil, advinda com a edição da Lei 11.638/2007, normatizada pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), em particular nos termos da Conceituação Básica e da Orientação CPC-02, e com base no Despacho ANEEL nº 4796/2008, informamos que em 2009 foi orientado pelo Departamento de Contabilidade da Eletrobras (DFC) que os dispêndios efetuados com os estudos de inventário e viabilidade fossem contabilizados como custeio e não como investimento.

Considerando que o Sistema de Informações Gerenciais e de Planejamento do Plano Plurianual (SIGPLAN) do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão (MPOG) trata somente das Ações vinculadas ao Orçamento de Investimento, a Ação 2D92 – “Estudos de Inventário e Projetos de Viabilidade de Implantação de Sistemas de Geração e de Transmissão na Região Amazônica”, antes vinculada ao Programa 0276 – “Gestão de Política de Energia”, deixou de fazer parte desse instrumento de acompanhamento.

Sendo assim, para fins de conhecimento, seguem as informações relativas ao desenvolvimento dos estudos. Entretanto, elas deixarão constar no próximo relatório por não estarem mais associadas ao Programa 0276 – “Gestão de Política de Energia”.

Dados gerais da ação

Tipo	Orçamentária
Finalidade	Realizar estudos de inventário e de viabilidade de implantação de usinas hidrelétricas e respectivos sistemas de transmissão associados, visando ampliar a oferta de energia hidrelétrica do sistema elétrico interligado brasileiro.
Descrição	Trata-se de realizar estudos de inventário e de viabilidade de usinas hidrelétricas e respectivos sistemas de transmissão associados, utilizando-se do potencial hidrológico da região amazônica.
Unidade responsável pelas decisões estratégicas	MME
Coordenador nacional da ação	Sidney Lago Júnior
Unidades executoras	32223 - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS
Áreas (dentro da UJ) responsáveis por gerenciamento ou execução da ação	Diretoria de Engenharia (DE) – Departamento de Engenharia e Gestão de Obras de Geração (EGG)
Competências institucionais requeridas para a execução da ação	Competências nas atribuições do Departamento de Engenharia e Gestão de Obras de Geração (EGG) da Eletrobrás

Esta Ação envolveu em 2010 os seguintes estudos:

2.3.1.2.7. Estudos de Viabilidade, EIA/RIMA, Projeto Básico e Construção da UHE Belo Monte:

No ano de 2010 foram realizadas atividades relativas à conclusão dos Estudos de Viabilidade e EIA/RIMA além das atividades iniciais do Projeto Básico e providências necessárias para dar início à Construção após o Leilão realizado em Abril de 2010.

Com relação aos Estudos de Viabilidade e EIA/RIMA da UHE Belo Monte, estes foram oficialmente aprovados e concluídos no Ano de 2010 após várias ações judiciais que adiavam sua conclusão. No decorrer do ano de 2010 foram consolidados os seguintes eventos e atividades:

- O IBAMA emitiu em 01/02/2010 a Licença Prévia com as condicionantes para obtenção da Licença de Instalação (LI).
- Em decorrência da emissão da Licença Prévia que condicionava a aprovação formal do EVTE, a ANEEL através do despacho Nº285 de 05/02/2010 aprovou o EVTE.
- Foi realizado em 20/04/2010 o Leilão de Concessão nº 06/2010 que teve como vencedor o consórcio Norte Energia que tinha apenas a CHESF como representante do Sistema Eletrobras com 49,98% da composição societária.

A etapa de Projeto Básico/Construção da UHE Belo Monte, iniciada após o Leilão nº 06/2010, contou inicialmente com o apoio de técnicos do Sistema Eletrobras até aproximadamente 1 mês após a formação da SPE Norte Energia SA, quando a referida SPE passou a responder pelas atividades relativas ao Projeto Básico e à construção da UHE Belo Monte. No decorrer do ano de 2010 foram consolidados os seguintes eventos e atividades relativos à etapa de Projeto Básico/Construção:

- Após término do Leilão até a formação da Norte Energia S.A, a Eletronorte, com apoio de técnicos da Eletrobras e da CHESF, iniciou as atividades para obter a homologação do leilão pela ANEEL e a assinatura do contrato de concessão, além das negociações para contratação de projetistas e dos consórcios construtor e de fornecimento de equipamentos eletromecânicos.
- Com as negociações de pós leilão foi contratado o consórcio projetista composto pelas empresas Intertechne, Engevix e PCE para elaboração do Projeto Básico a ser entregue na ANEEL.
- Paralelamente às negociações para contratações também já se discutiam questões relativas ao Projeto Básico com a projetista como otimizações de arranjo e levantamentos de campo.
- Em 15/06/2010 a ANEEL homologou e adjudicou o leilão nº 06/2010 com o Consórcio Norte Energia como vencedor.
- O mesmo consórcio projetista do Projeto Básico ANEEL concorreu com a CNEC pelo Projeto Básico Consolidado, cada um com uma proposta de circuito de adução.
- Após diversas análises das equipes técnicas de Eletronorte, Eletrobras e CHESF com apoio do consórcio de projetistas e da CNEC conclui-se pela adoção do circuito de adução proposto pelo consórcio das empresas Intertechne, Engevix e PCE.
- Com os estudos para definição de levantamentos de campo em fase final de elaboração, iniciou-se em julho de 2010 as negociações para contratação das empresas que posteriormente realizariam os levantamentos topográficos, hidrométricos e geológicos.
- Em 21/07/2010 foi constituída a Sociedade de Propósito Especifico **Norte Energia S/A (NESA)**, que a partir de sua constituição passou a ser a responsável pela implantação e operação da UHE Belo Monte.
- Na mesma data da constituição da NESA (21/07/2010), o IBAMA emitiu uma autorização para abertura de picadas permitindo o início dos levantamentos de campo.
- Com o apoio das análises técnicas e orçamentárias das propostas dos consórcios construtores e fornecedores de equipamentos eletromecânicos foram firmados em 11/08/2010 os Termos de Compromisso para Fornecimento de Equipamentos Eletromecânicos e em 25/08/2010 o Termo de Compromisso Projeto Executivo e Obras Cíveis
- Em 26/08/2010 foi assinado o Contrato de Concessão.
- Em 13/09/2010 a NESA entregou o Projeto Básico (PB) na ANEEL
- Em 30/09/2010 a NESA entregou o Projeto Básico Ambiental no IBAMA
- Em 04/11/2010 a NESA conseguiu o enquadramento da UHE Belo Monte no REID.
- Ao final de 2010 a NESA já havia iniciado as negociações para firmar financiamento inclusive com o BNDES.
- Em dezembro de 2010 os levantamentos de campo para o Projeto Básico consolidado já estavam bem avançados, mas com problemas de acesso na região da Casa de Força de Belo Monte, por não autorização dos proprietários, e na região do canal de derivação, por conta do período de chuvas.
- Em uma reunião em 22/12/2010 com consultores, a NESA informou o status das investigações e algumas novas otimizações no arranjo geral da usina.
- No período iniciado a partir do vencimento do Leilão também foram realizadas atividades relativas ao Meio Ambiente para obtenção da LI dos canteiros e da LI para início de construção, bem como foi contratada empresa de comunicação para atuar em Altamira.

2.3.1.2.8. Estudos de Viabilidade dos Empreendimentos do Complexo Tapajós

- Em 22/05/2009 foram aprovados os Estudos de Inventário Hidrelétrico da Bacia do Rio Tapajós, realizados pela Eletronorte e Camargo Corrêa, através do despacho ANEEL nº 1.887;
- Dentre os sete aproveitamentos hidrelétricos identificados pelos Estudos de Inventário, cinco deles se destacaram e foram selecionados para a realização dos Estudos de Viabilidade, sendo eles: AHE São Luiz do Tapajós (6.133 MW), e AHE Jatobá (2.338 MW) no rio Tapajós e AHE Cachoeira do Caí (802 MW), AHE Jamaxim (881 MW) e AHE Cachoeira dos Patos (528 MW) no rio Jamaxim. Estes aproveitamentos, conjuntamente designados como “Complexo Hidrelétrico do Tapajós”, integram uma potência instalada estimada em 10.682 MW;
- A Eletrobras, a Eletronorte, a Camargo Corrêa e a *Électricité de France* – EDF firmaram, em 17/07/09, um Acordo de Cooperação Técnica para a realização da Avaliação Ambiental Integrada (AAI) da Bacia do Rio Tapajós e dos Estudos de Viabilidade dos cinco aproveitamentos. Os estudos são desenvolvidos sob coordenação da Eletrobras;
- O Despacho ANEEL nº 647, de 16/03/2010, anuiu com o pedido de alteração da titularidade do registro ativo para realização dos estudos de viabilidade dos cinco aproveitamentos, incluindo Eletrobras e EDF, além de Eletronorte e Camargo Corrêa que já estavam registradas como titulares conforme Despacho ANEEL 2.900 de 06/08/2009.
- Em março/2010 o Sistema Eletrobras participou do 1º Seminário de Desenvolvimento Regional dos Municípios do Oeste Paraense, onde, através da presidência e da equipe de coordenação do projeto, prestou esclarecimentos às autoridades e à sociedade local sobre o Complexo Tapajós;
- Em 09/04/2010, foi publicado o Decreto nº 7.154 que sistematiza e regulamenta a atuação de órgãos públicos federais, estabelecendo procedimentos a serem observados para autorizar e realizar estudos de aproveitamentos de potenciais de energia hidráulica e sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica no interior de unidades de conservação bem como para autorizar a instalação de sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica em unidades de conservação de uso sustentável;
- Em 29/04/2010 foi assinado o Convênio de Cooperação Técnica ECV 316/2010, entre Eletrobras e Eletronorte, para o desenvolvimento dos estudos de Avaliação Ambiental Integrada (AAI) da bacia do Rio Tapajós, de Viabilidade dos empreendimentos que compõem o Complexo Hidrelétrico do Tapajós e das atividades necessárias a credenciar a participação dos empreendimentos em leilões de geração;
- Entre 09 e 18/05/2010 foi realizada campanha de reconhecimento dos sítios dos empreendimentos pela EDF;
- Em 20/05/2010 o Comitê Coordenador dos Estudos do Complexo Tapajós foi convocado para reunião no ICMBio, onde foram apresentados os procedimentos segundo a IN ICMBio nº 10 de 20.05.2010 para os estudos de Engenharia. O ICMBio ratificou que permanece seu entendimento sobre a impossibilidade de liberação de acesso para os estudos de licenciamento ambiental;
- Entre 07 e 15/06/2010 foi realizada campanha de reconhecimento dos sítios dos empreendimentos pela Eletrobras, Eletronorte e Camargo Corrêa;
- O Despacho ANEEL nº 2.516 de 28/07/2010 efetivou como ativo o registro para a realização dos Estudos de Viabilidade da UHE Chacorão (3.336 MW) no rio Tapajós, solicitado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE. A UHE em questão fez parte dos estudos de Inventário Hidrelétrico da Bacia do Rio Tapajós, realizados pela Eletronorte e Camargo Corrêa.

- O Despacho ANEEL, nº 2.329, de 16/08/2010, prorrogou o prazo de entrega do EVTE do AHE São Luiz do Tapajós para 11/02/2011;
- Em agosto/2010 foram iniciados os serviços referentes aos levantamentos de campo do AHE Jatobá;
- Em novembro/2010 foi entregue o relatório do EVTE preliminar do AHE São Luiz do Tapajós à Superintendência de Geração da Eletrobras;
- Em dezembro/2010 foram finalizadas as alterações no Sistema de Autorização e Informação em Biodiversidade - SisBio, de forma a possibilitar a autorização para serviços de Engenharia, conforme o decreto nº 7.154/2010. Apesar das solicitações feitas ao ICMBio através do SisBio, até o momento não foi concedida nenhuma autorização;
- Durante o ano de 2010, o Comitê Coordenador dos estudos deu apoio ao MME na negociação das autorizações para estudos e desafetação das Unidades de Conservação, produzindo material e participando de reuniões técnicas entre MME, MMA e ICMBio;
- O processo de licenciamento ambiental, de todos os aproveitamentos, encontra-se paralisado, diante da posição do ICMBio de não autorizar entrada nas Unidades de Conservação para execução dos levantamentos necessários.

2.3.1.2.9. Estudos do Rio Uruguai

- Em setembro de 2008 foi assinado o 1º Convênio de Cooperação entre Eletrobras e EBISA, ECV 277/2008, objetivando o desenvolvimento dos Estudos de Inventário Hidrelétrico da Bacia Hidrográfica do rio Uruguai no trecho compartilhado entre Brasil e Argentina e os Estudos de Viabilidade Técnico-econômica e Ambiental do AHE Garabi:
 - Em 11/03/2009 os Estudos de Inventário foram contratados pela EBISA ao Consórcio CNEC-ESIN-PROA;
- Em 22/10/2009 foi assinado o 2º Convênio de Cooperação entre Eletrobras e EBISA, ECV 303/2009, objetivando a realização dos Estudos de Viabilidade de aproveitamento hidrelétrico localizado a montante da UHE Garabi, que se qualifique como viável nos Estudos de Inventário.
- Em novembro de 2009 os presidentes das Repúblicas do Brasil e da Argentina solicitaram que a Eletrobras e a EBISA considerem as exigências das autoridades pertinentes, no sentido de obter as licenças e autorizações necessárias para a viabilização de tais projetos. Além disso, que constituam um esquema associativo para as etapas de construção, operação e manutenção e identifiquem as possíveis fontes de financiamento para os estudos e obras destes aproveitamentos.
- Em abril de 2010 foi entregue e aprovado pela Eletrobras e EBISA o Relatório “Cota Garabi”, parte integrante dos Estudos de Inventário Hidrelétrico da Bacia Hidrográfica do rio Uruguai, em que se definiu o eixo da usina e a cota de seu reservatório.
- Em junho de 2010, foi concluída a fase de Estudos Preliminares dos Estudos de Inventário Hidrelétrico da Bacia Hidrográfica do rio Uruguai.
- Em setembro de 2010, foi concluída a fase de Estudos Finais dos Estudos de Inventário Hidrelétrico da Bacia Hidrográfica do rio Uruguai.
- Em 20/09/2010 foi assinado o Termo Aditivo ECV-277-A/2010, primeiro Termo Aditivo ao convênio ECV-277/2008, alterando, dentre outros, o prazo e o valor do citado convênio.
- Em 20/09/2010 foi assinado o Termo Aditivo ECV-303-A/ 2010, primeiro Termo Aditivo ao convênio ECV-303/2009, alterando, dentre outros, o prazo e o valor do citado convênio.
- Em novembro de 2010, foram concluídos os Estudos de Inventário Hidrelétrico da Bacia Hidrográfica do rio Uruguai no trecho compartilhado entre Brasil e Argentina, apresentando como resultado:

AHE Garabi:

- LAT. 28° 13' 53,36" S / LONG. 55° 40' 50,34" W;
- Cota do reservatório: 89 msnm;
- Potência: **1152 MW**;

AHE Panambi:

- LAT. 27° 38' 57" S / LONG. 54° 54' 22" W;
- Cota do reservatório: 130 msnm;
- Potência: **1048 MW**.

- Em 01/12/2010 foi assinado o Termo Aditivo ECV-277-B/2010, segundo Termo Aditivo ao convênio ECV-277/2008, acrescentando a cláusula décima quinta referente à denominação “Unidade Executiva Garabi-Panambi” quando da ação conjunta entre Eletrobras e EBISA.
- Em 01/12/2010 foi assinado o Termo Aditivo ECV-303-B/ 2010 "Segundo Termo Aditivo ao convênio ECV-303/2009, acrescentando a cláusula quinze referente à denominação “Unidade Executiva Garabi-Panambi” quando da ação conjunta entre Eletrobras e EBISA.

2.3.2. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) tem por objetivo principal e imediato aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos com base nas fontes Eólica, Pequena Central Hidrelétrica e Biomassa, no Sistema Interligado Nacional (SIN). Dessa forma, o PROINFA contribui para a diversificação da matriz energética do país por meio do aproveitamento de fontes energéticas locais de fornecimento de energia elétrica e para a criação de oportunidades de emprego, o que lhe permite estar em absoluta consonância com os programas de desenvolvimento do Governo Federal.

Situação da Implantação do PROINFA até 31 de dezembro de 2010

SITUAÇÃO DA IMPLANTAÇÃO DO PROINFA	Nº	POTÊNCIA (MW)
Total em Construção: 22 empreendimentos. Sendo que 20 estão em andamento (7 PCHs e 13 UEEs) e 2 estão paralisados (2 PCHs).	22	525,43
Total de Empreendimentos em Operação (53 PCH, 21 UTE, 40 UEE)	114	2.491,48
SUBTOTAL	136	3.016,91
*Obras não Iniciadas (1 UEE)	1	135,00
TOTAL	137	3.151,91
**Solicitação de Rescisão Contratual (6 UTE, 1 PCH)	7	144,90
TOTAL GERAL	144	3.296,81
** UTEs Sidrolândia, Brasilândia, Energia Ambiental, Nova Geração, Sonora, Ceisa e a PCH Cachoeira Grande (rescisão contratual).		

A Eletrobras, com o apoio do MME, empreende todos os esforços na viabilização do PROINFA. Entretanto, vários acontecimentos de força maior ou caso fortuito impediram a conclusão dos empreendimentos. Em conseqüência, diversos empreendedores solicitaram postergação de suas Datas Planejadas de Operação Comercial para além de 30 de dezembro de 2008, alegando Motivos de Força Maior, de natureza específica de cada empreendimento. O MME se manifestou positivamente a respeito da prorrogação para além de 30 de dezembro de 2008 nos casos fortuitos ou de força maior através da Nota CONJUR/MME nº. 197/2008.

Com a publicação da Lei 11.943 de 28 de maio de 2009, a data de início para entrada em operação comercial dos empreendimentos PROINFA que era até 30 de dezembro de 2008 (Portaria 452 de 28/09/2005) foi prorrogada para até 30 de dezembro de 2010.

O artigo 17 da medida provisória nº 517 de 30/12/2010 permite a postergação para até 30/12/2011 da operação comercial das usinas do PROINFA.

2.3.2.1. Dados gerais do Programa

Tipo de programa	Programa de Gestão de Políticas Públicas
Objetivo geral	Aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos com base nas fontes Eólica, Pequena Central Hidrelétrica e Biomassa, no Sistema Interligado Nacional (SIN).
Objetivos Específicos	Contratos de compra e venda de energia celebrados com a Eletrobras para contratar 3300 MW de capacidade nas fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.
Gerente do programa	MME
Gerente executivo	Departamento de Desenvolvimento Energético do MME
Responsável pelo programa no âmbito da UJ	Eletrobras
Indicadores ou parâmetros utilizados para avaliação do programa	Geração de energia elétrica produzida pelos empreendimentos em operação.
Público-alvo (beneficiários)	Consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN)

2.3.2.2. Principais Ações do Programa

Implantação de 3.300 MW de capacidade por empreendimentos com base nas fontes Eólica, Pequena Central Hidrelétrica e Biomassa, no Sistema Interligado Nacional (SIN), assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 20 anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato.

2.3.2.2.1. Implantação de 3.300 MW de Capacidade por Empreendimentos com Base nas Fontes Eólica, Pequena Central Hidrelétrica e Biomassa.

Dados gerais da ação

Tipo	Ação Não Orçamentária
Finalidade	Implantação de 3.300 MW de capacidade por empreendimentos com base nas fontes Eólica, Pequena Central Hidrelétrica e Biomassa
Descrição	Implantação de 144 empreendimentos. Contratação da ELETROBRÁS no âmbito do PROINFA: 63 empreendimentos de PCH, 54 empreendimentos de Eólica e 27 empreendimentos de Biomassa totalizando 3.299,40 MW
Unidade responsável pelas decisões estratégicas	MME
Coordenador nacional da ação	Ministério de Minas e Energia
Unidades executoras	ELETROBRÁS
Áreas responsáveis por gerenciamento ou execução da ação	Departamento de Comercialização de Energia, Departamento de Engenharia de Geração e Departamento de Meio Ambiente.
Competências institucionais requeridas para a execução da ação	Equipe com conhecimentos técnicos de engenharia, conhecimentos financeiros e jurídicos para a análise dos contratos e elaboração de termos aditivos referentes aos empreendimentos de fontes renováveis de biomassa, eólica e pequena central hidrelétrica. São também necessários conhecimentos técnicos de campo para as inspeções técnicas aos diversos empreendimentos de biomassa, eólica e pequenas centrais hidrelétricas. Finalmente são necessários conhecimentos técnicos de meio ambiente para efetuar o acompanhamento da conformidade ambiental dos empreendimentos integrantes do Programa.

2.3.2.2.2. Resultados

Até o término do ano de 2010, entrou em operação pelo PROINFA um total de 114 empreendimentos de geração, perfazendo uma potência total de 2.491,48 MW.

A grande maioria dos empreendimentos que entraram em operação são os de Pequenas Centrais Hidrelétricas, em um total de 53 empreendimentos que juntos representam uma potência instalada de 1.047,15 MW. Os empreendimentos de Eólica vêm em segundo lugar com um total de 40 usinas em operação, representando uma potência instalada de 893,99 MW. São 21 os empreendimentos de Biomassa já em operação, perfazendo 550,34 MW de potência.

Na condição de agente comercializador de energia e gestor dos contratos no âmbito do Proinfa, destacaram-se as seguintes atividades realizadas pela Eletrobrás em 2010: a entrada em operação comercial de 21 empreendimentos sendo: 14 Eólicas (321,41 MW), 6 PCHs (91,61 MW) e 1 UTE (36,00 MW) acrescentando 449,02 MW de potência ao Sistema Elétrico Nacional.

A tabela a seguir, totaliza os dados dos empreendimentos que entraram em operação comercial em 2010:

X) Empreendimentos do Proinfa que entraram em Operação Comercial em 2010

Fontes	Entrada em operação em 2010 (quantidade)	Potência (MW)
PCH	6	91,61
Eólica	14	321,41
Biomassa	1	36,00
TOTAL	21	449,02

2.3.2.2.3. Compra da Energia a ser produzida no prazo de 20 anos, a partir da data de entrada em Operação Definida no Contrato.

Dados gerais da ação

Tipo	Ação Não Orçamentária
Finalidade	Produção de energia elétrica através de empreendimentos com base nas fontes Eólica, Pequena Central Hidrelétrica e Biomassa.
Descrição	Compra pela Eletrobrás da energia produzida pelos 63 empreendimentos de PCH, 54 empreendimentos de Eólica e 27 empreendimentos de Biomassa no prazo de 20 anos.
Unidade responsável pelas decisões estratégicas	MME
Coordenador nacional da ação	Ministério de Minas e Energia
Unidades executoras	ELETROBRAS
Áreas responsáveis por gerenciamento ou execução da ação	Departamento de Comercialização de Energia, Departamento de Engenharia de Geração e Departamento de Meio Ambiente.
Competências institucionais requeridas para a execução da ação	Equipe com conhecimentos técnicos de engenharia, conhecimentos financeiros e jurídicos para a comercialização de energia, análise dos contratos, elaboração de termos aditivos e resolução de questões referentes à contabilização e faturamento da energia dos empreendimentos de fontes renováveis de biomassa, eólica e pequena central hidrelétrica, no âmbito do PROINFA. São também necessários conhecimentos técnicos de campo para as inspeções técnicas aos diversos empreendimentos de biomassa, eólica e pequenas centrais hidrelétricas. Finalmente são necessários conhecimentos técnicos de meio ambiente para efetuar o acompanhamento da conformidade ambiental dos empreendimentos integrantes do Programa.

2.3.2.2.4 Resultados

A Lei 10.438/02 preconiza que na primeira fase, os contratos serão celebrados pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS), para a implantação de 3.300 MW de capacidade, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 20 anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato.

A aquisição da energia é feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte. Esse valor, acrescido dos custos administrativos da ELETROBRÁS, será rateado entre todas

as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Interligado nacional (SIN). O índice de nacionalização dos equipamentos e dos serviços será de, no mínimo, 60%.

2.3.2.2.5. Montantes de Energia e Custeio do PROINFA – 2010

A Eletrobras elabora periodicamente o Plano Anual do PROINFA, documento que sintetiza os valores de energia e custeio do programa para cada ano, e encaminha à ANEEL para aprovação a cada mês de setembro. Os valores de energia e custeio para o ano de 2010 foram calculados em 2009 e homologados pela ANEEL por meio da Resolução Homologatória nº. 930/2010.

Na elaboração do PAP-2011, em setembro de 2010, foram apurados e informados os valores realizados de janeiro a agosto de 2010, bem como feitas as previsões para os meses subsequentes até o término do ano. A tabela a seguir apresenta estes valores referentes a 2010, constantes do PAP-2011.

XI) Montante de energia e custeio para 2010

PAP 2011 – realizado (1/1/10 a 31/8/10) e previsto (1/9/10 a 31/12/10)			
Fonte	Número de Empreendimentos	Energia (MWh)	Custo Anual (R\$)
Biomassa	19	1.170.230,95	151.329.770,96
Eólica	40	2.620.949,33	681.810.222,45
PCH	55	5.458.738,66	890.361.457,63
TOTAL	114	9.249.918,94	1.723.501.451,04

Os valores de energia e custeio expressos na Tabela referem-se somente a parcela de energia contratada dos empreendimentos.

As metas do programa para 2011 estão de acordo com o plano anual do Proinfa – PAP 2011, aprovado em 17/12/2010 pela Aneel, por meio da Resolução Homologatória nº 1101/2010.

XII) Montante de energia para 2011

Fonte	Número de Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Energia (MWh)
Biomassa	19	533,34	1.225.438
Eólica	40	893,99	2.803.718
PCH	59	1.152,54	6.437.676,57
TOTAL	118	2.579,87	10.466.877,57

2.3.3. Programa 0276 – Gestão de Política de Energia

2.3.3.1. Dados gerais do Programa

Tipo de programa	Apoio às Políticas Públicas e Áreas Especiais
Objetivo geral	Coordenar o planejamento e a formulação de políticas setoriais e a avaliação e controle dos programas na área de energia.
Objetivos Específicos	Ampliar a oferta de energia elétrica
Gerente do programa	Altino Ventura Filho
Gerente executivo	Iran de Oliveira Pinto
Responsável pelo programa no âmbito da UJ	MME
Indicadores ou parâmetros utilizados para avaliação do programa	Capacidade instalada de geração de energia Consumo de energia no país Linhas de transmissão instaladas, com tensão igual ou superior a 230 kV
Público-alvo (beneficiários)	Governo

2.3.3.2. Principais Ações do Programa

As principais ações referem-se aos estudos de inventário e viabilidade para implantação de sistemas de geração e transmissão de energia elétrica. Neste Programa inclui-se, também, a ação referente aos estudos de integração energética com os países da América Latina. Todas as ações objetivam identificar as melhores opções técnico-econômicas e sócio-ambientais, para a realização dos estudos e, posteriormente, dos empreendimentos.

Uma das características dessas ações, dentro das Empresas, é a de se confundir com as atividades correntes, uma vez que as Empresas estão permanentemente desenvolvendo estudos para identificar oportunidades para realização de empreendimentos de seu próprio interesse, bem como para os objetivos do Programa. Trata-se, portanto, de uma atividade contínua.

É importante notar que, a maioria dos estudos, até que efetivamente venha a se realizar, é precedida por um longo período de negociações e procedimentos burocráticos, que não são usualmente computados, nas metas físicas de realização das ações.

2.3.4. Programa 1042 – Energia nos Sistemas Isolados (nova versão resumida)

2.3.4.1. Dados Gerais do Programa

Tipo de programa	Finalístico
Objetivo geral	Ampliar a oferta nos sistemas isolados ainda existentes, atendendo suas necessidades de energia elétrica.
Objetivo Específico	Geração de energia elétrica para atendimento da população dos Sistemas Isolados, visando promover o desenvolvimento sócio-econômico auto-sustentável da região.
Gerente do programa	Josias Matos de Araújo
Gerente executivo	Edvaldo Luis Rizzo
Responsável pelo programa no âmbito da UJ	ELETROBRÁS
Indicadores ou parâmetros utilizados para avaliação do programa	Consumo de Energia nos Sistemas Isolados
Público-alvo (beneficiários)	Consumidores de energia elétrica nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Rondônia e Roraima.

2.3.4.2. Principais Ações do Programa

2.3.4.2.1. Ação 7F43 – Implantação de Redes de Ramais Termelétricos (Gasoduto) para Atendimento de Produtores Independentes de Energia Termelétrica, em Manaus

Tipo	Orçamentária
Finalidade	Construir rede de ramais termelétricos em Manaus, possibilitando a utilização do gás natural, proveniente de Urucu/AM, por cinco produtores independentes de energia instalados na cidade de Manaus, atualmente gerando com óleo combustível, fisicamente distantes dos "citygates" de Aparecida e Mauá.
Descrição	Construção de cerca de 44 km de dutos na cidade de Manaus (AM), para transportar cerca de 2 milhões de metros cúbicos/dia de gás natural das instalações da Manaus Energia, em Aparecida e Mauá, aos produtores independentes de energia (Breitener Tambaqui, Breitener Jaraqui, Rio Amazonas Energia S.A., GERA Companhia Energética e Manauara).
Unidade responsável pelas decisões estratégicas	MME
Coordenador nacional da ação	Jacira de Jesus Araujo
Unidades executoras	32223 - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS.
Áreas responsáveis por gerenciamento ou execução da ação	Diretoria de Planejamento e Engenharia – Departamento de Planejamento e Gestão dos Sistemas Não Interligados.

<p>Competências institucionais para execução da ação</p>	<p>Para acompanhamento da execução das obras de implantação dos Ramais Termelétricos em Manaus, foi constituído um comitê técnico, composto de seis membros, com formação técnica em engenharia, cujo objetivo é a fiscalização da execução das obras e ações correlatas, designadas no Convênio celebrado entre a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, a Companhia de Gás do Amazonas – CIGÁS, a Manaus Energia S.A. e a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – ELETRONORTE. Ressalta-se que referido comitê é composto por três membros da CIGÁS e três membros do Sistema ELETROBRÁS.</p>
---	---

Esta ação tem como principal objetivo viabilizar a mudança da matriz energética do Estado do Amazonas, com a utilização do gás natural em substituição aos combustíveis líquidos derivados de petróleo, contribuindo para a diminuição do consumo de combustível e a conseqüente emissão de monóxido de carbono e redução dos custos da CCC-Isol.

Conforme o Convênio ECV-205/2006, celebrado entre a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, a Companhia de Gás do Amazonas – CIGÁS, a Manaus Energia S.A. e a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – ELETRONORTE, em 11 de dezembro de 2006, a CIGÁS é a responsável pela elaboração do projeto, a construção, a montagem e a pré-operação dos Ramais Termelétricos, incluindo: o licenciamento ambiental, compensações ambientais, projeto, gerenciamento, construção, montagem e pré-operação (comissionamento) dos Ramais Termelétricos, bem como pela realização de aporte financeiro. A ELETROBRÁS, além da responsabilidade do aporte financeiro, cabe, juntamente, com Manaus Energia e a ELETRONORTE o acompanhamento da implantação dos Ramais Termelétricos.

Face ao aquecimento do mercado, à época da publicação do processo licitatório, apenas a 3ª licitação lançada pela CIGÁS logrou êxito. No entanto, o preço proposto pelo licitante vencedor (Construtora LJA Ltda.) se verificou 21% acima do preço estimado pela CIGÁS. Assim, em 07 de outubro de 2008, foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Convênio ECV-205/2006 (ECV-205-A/2008) para prorrogação de prazo de execução das obras de 30 meses para 42 meses e alteração do valor da obra de construção e implantação de ramais termelétricos de R\$ 75.356.391,91 para R\$ 89.706.784,51 e do valor total do Convênio de R\$ 78.315.291,91 para R\$ 92.665.684,51.

No entanto, em março/2009, a obra foi paralisada, em função do distrato do Contrato celebrado entre a CIGÁS e a Construtora LJA (Contrato nº. 025/2007), motivado por inadimplemento contratual, assinado em 10/03/2009 e publicado no DOU em 07/04/2009, formalizado através do Termo de Rescisão Amigável do Contrato nº. 025/2007 (2009).

A CIGÁS, após rescisão do contrato com a Construtora LJA, adotou ações, por meio de mecanismos legais hábeis urgentes, visando à continuidade do projeto de forma a permitir um cronograma de obras coordenado com outros participantes do projeto. Desta forma, em 02/06/2009, as obras foram iniciadas pela HECA Comércio e Construção Ltda., cujo objeto do contrato celebrado constitui a prestação de serviços de consolidação do projeto executivo, construção, montagem, testes e comissionamento e operação assistida do remanescente de obra dos ramais termelétricos, incluindo o fornecimento de materiais e serviços.

Ressalta-se que a CIGÁS, em função dos motivos acima sumarizados, adquiriu, por meio de contratação direta, alguns materiais, equipamentos e serviços (reaterro e pavimento, proteção catódica provisória, parafusos e válvulas).

Em setembro 2009, podemos destacar a conclusão ramal e dos testes hidrostáticos, limpeza e inertização do Ramal Tambaqui para atendimento da UTE Breitener Tambaqui.

A seguir, são descritas as principais evoluções da ação em 2010:

- Em 26/01/2010 foi iniciada a operação com gás natural, partindo do City Gate localizado na UTE Mauá, do Ramal de atendimento à UTE Tambaqui;
- Em 10/06/2010, face à necessidade de recursos adicionais e ao atraso verificado na construção das obras dos ramais, em função das várias intercorrências supramencionadas, foi assinado o Segundo Termo Aditivo ao Convênio ECV-205/2006 (ECV-205-B/2010) para prorrogação de prazo de execução das obras de 42 meses para 54 meses e alteração do valor da obra de construção e implantação de ramais termelétricos de R\$ 89.706.784,51 para R\$ 113.097.090,95 e do valor total do Convênio de R\$ 92.665.684,51 para R\$ 115.855.990,95;
- Em setembro de 2010, foram concluídas as obras de construção e montagem de todos os ramais termelétricos, restando apenas pequenos trabalhos de ajuste e complementos, bem como todos os testes do Ramal Aparecida, ficando pronto para atender com gás os quatro PIE a ele ligados;
- Em dezembro de 2010, foram iniciadas as operações de entrega de gás natural para as Usinas de Ponta Negra, Manauara e Jaraqui.

Metas e resultados da ação exercício

META	PREVISAO	EXECUÇÃO	EXECUÇÃO/PREVISAO %	METAS PARA 2011*
Financeira	R\$ 19.200.000,00	R\$ 19.164.785,93	99,8	
Física	100 %	97,8 %	97,8	

* cumprimento integral do plano de desembolso, constante do 2º termo aditivo ao convenio, pela Eletrobras em 2010. Solicitação para 3º termo aditivo ainda em negociação.

2.3.5. Programa 0273 – Luz Para Todos

2.3.5.1. Dados Gerais do Programa

Tipo de programa	Finalístico
Objetivo geral	Promover o acesso à energia elétrica para famílias de baixo poder aquisitivo e para escolas, postos de saúde e sistemas rurais de bombeamento d'água.
Objetivos Específicos	Atendimento a domicílios rurais sem acesso à energia elétrica.
Gerente do programa	Ildo Wilson Grütner
Analista Setorial SPI	Sidney de Freitas Gaspar
Responsável pelo programa no âmbito da UJ	
Indicadores ou parâmetros utilizados para avaliação do programa	Unidades consumidoras atendidas.
Público-alvo (beneficiários)	População de baixo poder aquisitivo e sem acesso à energia elétrica no meio rural, demandas comunitárias de escolas, postos de saúde, usuários de sistemas de bombeamento d'água e empreendedores nacionais desenvolvedores de equipamentos ou serviços adequados ao atendimento elétrico rural.

2.3.5.2. Principais Ações do Programa

2.3.5.2.1. Ação 9642 – Promoção da Universalização do Acesso à Energia

Dados gerais da ação

Tipo	Não Orçamentária
Finalidade	Propiciar o acesso e o uso da energia elétrica, sendo, preferencialmente, orientada para a população rural de baixo poder aquisitivo.
Descrição	Viabilizar, através de financiamento e concessão de subvenção aos Agentes Executores, a realização de projetos, aquisição e instalação de equipamentos, para prestação de serviços de energia elétrica à população do meio rural.
Forma de implementação	Descentralizada
Unidade responsável pelas decisões estratégicas	Ministério de Minas e Energia - MME
Coordenador nacional da ação	José Antonio da Costa Moreira
Unidades executoras	32223 - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras
Áreas (dentro da UJ) responsáveis por gerenciamento ou execução da ação	Diretoria de Planejamento e Engenharia - Departamento de Gestão de Projetos Setoriais
Competências institucionais requeridas para a execução da ação	Gestão dos Contratos de Financiamento e Concessão de Subvenção firmados entre os Agentes Executores e a Eletrobras e acesso aos dados cadastrados por esses Agentes no Sistema de Gerenciamento de Projetos do Programa Luz Para Todos.

Resultados da Ação 9642

Antes do início do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica Luz Para Todos havia uma estimativa que existiam no Brasil 2,5 milhões de domicílios sem acesso à energia elétrica (Censo/2000 do IBGE), sendo 80% localizados na área rural, resultando em mais de 10 milhões de brasileiros excluídos dos benefícios da eletricidade.

A regulamentação da ANEEL, que definiu metas de universalização para cada município do país, estabeleceu como limite nacional para o completo atendimento o ano de 2015. A dificuldade e o custo da prestação de serviço definiram, dentro de cada área de concessão, o prazo para efetivar o atendimento e, assim, dada sua localização mais adversa e baixa expectativa de demanda, parte da população mais carente seria contemplada somente no final do prazo limite estipulado pela ANEEL.

O Programa Luz para Todos pretende antecipar estas metas por meio do estabelecimento de mecanismos institucionais e financeiros adequados, além de promover ações integradas de desenvolvimento local/rural.

Mais de 70% do Programa Luz para Todos é executado com recursos não-orçamentários provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e da Reserva Global de Reversão – RGR, recolhidas à Eletrobras, que os gerencia e utiliza para a viabilização do Programa.

O Programa é executado com a participação das empresas concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica e das cooperativas de eletrificação rural.

O fornecimento de energia elétrica às regiões rurais até então não atendidas contribui significativamente para a melhoria da qualidade de vida das populações locais e para a criação de novas oportunidades de emprego, favorecendo a fixação do homem no campo em condições mais dignas.

Busca-se, portanto, reduzir as desigualdades regionais e garantir a inserção social e a cidadania além de ações de promoção do desenvolvimento sustentável e do aumento da produção/renda.

No exercício de 2010, foram assinados, entre a Eletrobras e os Agentes Executores, 33 contratos de financiamento e concessão de subvenção para a realização de obras de eletrificação rural e 17

contratos de concessão de subvenção para atendimento à população de extremo isolamento de forma sustentável, priorizando a utilização de fontes renováveis de energia. Desde 2004, a Eletrobras firmou com os Agentes Executores um total de 294 contratos no âmbito do Programa Luz para Todos.

Esses contratos assinados possibilitaram o atendimento de mais de 2,6 milhões de domicílios, até dezembro de 2010, sendo 419.204 somente em 2010.

Estima-se que o Programa Luz para Todos já beneficiou 13 milhões de pessoas com o serviço de energia elétrica, tendo suas obras gerado milhares de empregos diretos e indiretos.

Os resultados obtidos na Ação 9642 – Promoção da Universalização do Acesso à Energia, no exercício de 2010, não puderam ser avaliados, visto que não havia previsão de realização para este ano no SIGPlan (era previsto o encerramento do Programa Luz para Todos no ano de 2008). Os números apurados são apresentados na tabela a seguir.

Metas e resultados da ação no exercício

META	PREVISÃO	EXECUÇÃO	EXECUÇÃO/PREVISÃO %	METAS PARA 2011(1)
Financeira	(1)	1.671.954.908,02	-	
Física	(1)	268.786 (2)	-	

Unidades: R\$ x nº de ligações

(1) – Não foram disponibilizados valores no SIGPlan como previsão de metas financeiras e físicas para o exercício.

(2) - Os resultados obtidos na ação 9642, não contemplam as ações sob a responsabilidade das empresas de distribuição da Eletrobras, nem as ligações associadas aos Contratos ou Acordos entre os Governos Estaduais e os Agentes Executores, de onde a diferença para o número global de 419.204 ligações efetuadas no ano de 2010.

2.3.6. Programa 0295 – Energia na Região Sul

2.3.6.1. Dados Gerais do Programa

Tipo de programa	Finalístico
Objetivo geral	Garantir o equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica, com qualidade, confiabilidade e modicidade tarifária.
Objetivos Específicos	Ampliar a capacidade de oferta de geração e transmissão de energia elétrica na Região Sul.
Gerente do programa	Ildo Wilson Grütner
Analista Setorial SPI	Sidney de Freitas Gaspar
Responsável pelo programa no âmbito da UJ	MME
Indicadores ou parâmetros utilizados para avaliação do programa	Acréscimo de Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica. Acréscimo de Linhas de Transmissão de Energia Elétrica com Tensão Igual ou Superior a 230 KV.
Público-alvo (beneficiários)	Consumidores de energia elétrica da Região Sul.

2.3.6.2. Principais Ações do Programa

2.3.6.2.1 – Ação 126T: Interligação Elétrica Brasil - Uruguai: Implantação da SE Candiota 525/230kV/600MVA; Seccionamento da LT Presid. Médice-Magé, 230kV/1 km; Construção das LTs: Presid. Médice-Candiota, 230kV/9 km; e SE Candiota-fronteira Brasil/Uruguai, 525kV/57 km - No Estado do Rio Grande do Sul

Dados gerais da ação

Tipo	Orçamentária
Finalidade	Fortalecer a integração energética entre o Brasil e o Uruguai mediante a construção de uma interligação de grande porte, conforme Memorando de Entendimentos firmado em 05/07/2006 entre autoridades do segmento de energia dos dois países.
Descrição	Implantação da SE Candiota 525/230 kV, com um banco de autotransformadores de 600 MVA, ampliação da SE Presidente Médici, com a construção de um Bay de 230 kV, construção das linhas de transmissão de 230 kV entre Presidente Médici e Candiota e de 500 kV entre a SE Candiota e a fronteira Brasil-Uruguai (conexão na linha de transmissão da empresa transmissora do Uruguai – UTE).
Unidade responsável pelas decisões estratégicas	Ministério de Minas e Energia - MME
Coordenador nacional da ação	
Unidades executoras	32223 - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS
Áreas (dentro da UJ) responsáveis por gerenciamento ou execução da ação	Diretoria de Planejamento e Engenharia – Departamento de Engenharia e Gestão de Obras de Transmissão
Competências institucionais requeridas para a execução da ação	Competências nas atribuições do Departamento de Engenharia e Gestão de Obras de Transmissão da Eletrobrás

Esta Ação tem por objetivo, implantar uma interligação elétrica em 500 kV entre o Brasil e o Uruguai, promovendo o intercâmbio de energia entre os dois países, em cumprimento aos compromissos firmados em 05/07/2006 entre os Governos desses países.

As obras em território brasileiro compreendem a ampliação da subestação Presidente Médici, com a construção de um Bay em 230 kV, uma linha de transmissão em 230 kV com aproximadamente 9 km de extensão, interligando as subestações Presidente Médici e Candiota, construção de uma Subestação 500/230 kV localizada na subestação da UTE de Candiota/RS, e uma linha de transmissão de 500 kV com aproximadamente 60 km de extensão para interconexão até a fronteira com o Uruguai.

Somente em 26/02/2010 foi publicada no DOU a Resolução Autorizativa nº 2.280 da Aneel autorizando a Eletrobras a importar e exportar energia mediante intercâmbio elétrico entre Brasil e Uruguai nas condições determinadas pelo MME, e executar as obras em território brasileiro.

Em 16/03/2010, Eletrobras e UTE celebraram o contrato ECE-554/2010 visando a construção, implantação, operação, manutenção e uso do sistema de transmissão estabelecendo as condições técnicas, econômico-financeiras, comerciais e legais para a construção, implantação, operação e manutenção, por parte da Eletrobras, das obras no Brasil.

Ficou pactuado que a propriedade das instalações que compõem as obras no Brasil será da Eletrobras, sendo concedido à UTE o direito (cessível) de uso exclusivo sobre elas durante a

vigência do contrato. O prazo de vigência contratual é de 30 (trinta) anos, prorrogáveis, contados a partir da autorização da Aneel.

Em 16/03/2010 foi celebrado entre Eletrobras e Eletrosul o Convênio ECV-315/2010 - de Cooperação Técnico-Administrativa para prestação de suporte técnico, gerenciamento e supervisão da qualidade e comissionamento das instalações em solo brasileiro da Interligação Brasil - Uruguai.

Durante o ano de 2010 foram realizadas diversas contratações de serviços necessários à execução do projeto a saber:

- Contratação da Ecosfera Consultoria Ambiental, através do contrato ECE-598/2010 celebrado em 27/07/2010, para a elaboração de estudos ambientais, inventário florestal, serviços de arqueologia e execução de programas ambientais na área de influência da interligação Brasil – Uruguai, visando a obtenção do licenciamento junto ao IBAMA e ao IPHAN. Até o final de 2010, foram concluídos o Relatório de Diagnóstico Arqueológico, o Projeto de Levantamento Arqueológico Prospectivo e o Projeto de Monitoramento Arqueológico;
- Contratação da Fotogeo LTDA através do contrato ECE-DAC-619/2010 celebrado em 01/12/2010 para o fornecimento de imagens ortorectificadas da região do empreendimento, visando subsidiar a Ecosfera na elaboração do EIA/RIMA;
- Contratação da Marte Engenharia S/A, através do contrato ECE-DAC-609/2010 celebrado em 29/09/2010, para a elaboração de estudos complementares ao Projeto Básico para a Aneel das Linhas de Transmissão 230 kV Candiota - Presidente Médici e 500 kV Candiota – Melo, lado brasileiro, que farão parte do sistema de interligação elétrica entre o Brasil e o Uruguai, incluindo a avaliação para definição de série de torres metálicas a serem utilizadas nas linhas. O trabalho foi dado por concluído em 29/12/2010;
- Aquisição de Cartas Topográficas a Rangel Tecnologias para o fornecimento de cartas topográficas vetorizadas na escala 1:50.000 da área do empreendimento;
- No mes de agosto foi enviado ofício à Aneel solicitando a declaração de utilidade pública – DUPda área onde será implantada a SE Candiota.

Em novembro de 2010, foi obtida a Certidão de Uso e Ocupação do Solo dos municípios de Candiota, Aceguá e Hulha Negra, abrangidos pelo projeto, todos localizados no Estado do Rio Grande do Sul. Cabe ressaltar que estes documentos fazem parte dos requisitos necessários para a obtenção das licenças ambientais.

Metas e resultados da ação no exercício

META	PREVISÃO	EXECUÇÃO	EXECUÇÃO/PREVISÃO %	METAS PARA 2011
Financeira	28.630.046	162.990	0,57	35.965.761
Física	10,0%	0,50%	5,00	20,0%

Obs. Em março/2011 a Eletrobras deu entrada na documentação – Projeto Básico e EIA/RIMA junto ao IBAMA objetivando a obtenção da licença prévia e a licença de instalação.

CEPEL

Demonstrativo da Execução por Programa de Governo

Identificação do Programa de Governo						
Código no PPA: 0476			Denominação: Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia.			
Tipo do Programa: Finalístico						
Objetivo Geral: Assegurar de forma sustentável a expansão do sistema energético nacional e sua integração com outros países.						
Objetivos Específicos: Apoiar o desenvolvimento e a difusão de tecnologias relacionadas ao setor energético.						
Gerente: Altino Ventura Filho			Responsável: Rosane Barboza da Silva			
Público Alvo: Institutos de pesquisa e empresas do setor produtivo relacionadas com a área energética.						
Informações orçamentárias e financeiras do Programa						Em R\$ 1,00
Dotação		Despesa Empenhada	Despesa Liquidada	Restos a Pagar não processados	Valores Pagos	
Inicial	Final					
30.140.996,00	33.140.996,00	0,00	0,00		16.115.073,00	
Informações sobre os resultados alcançados						
Ordem	Indicador (Unidade medida)	Referência			Índice previsto no exercício	Índice atingido no exercício
		Data	Índice inicial	Índice final		
1	Taxa de incorporação de Tecnologia	31/12/2010	10,00	0,00	96%	48,6%
Fórmula de Cálculo do Índice						
Texto : A realização do orçamento de investimento para o exercício de 2010 foi moderada, no valor de 48,6% da dotação final do orçamento aprovado.						
Análise do Resultado Alcançado						
Texto: Alguns dos principais investimentos previstos para 2010 estavam associados ao projeto LONGDIST, abrangendo mais de 60% do valor aprovado para o orçamento de investimento. O LONGDIST é um projeto inovador de pesquisa aplicada para vencer os desafios tecnológicos do desenvolvimento de novas concepções de linhas de transmissão de alta capacidade, para a condução de grandes blocos de energia, como aqueles envolvidos nos aproveitamentos hidroelétricos da região amazônica, com reduzido impacto ambiental. Está sendo implementada uma nova infraestrutura laboratorial, de grande porte, pioneira no continente americano, para apoio às atividades do projeto.						

2.3.2. Execução Física Das Ações Realizadas Pela Unidade

Execução Física das ações realizadas pela UJ

Função	Sub função	Programa	Ação	Tipo da Ação	Prioridade	Unidade de Medida	Meta prevista	Meta realizada	Meta a ser realizada em 2011
25	752	047	2745	A	4	unidade	33.140.996,	16.115.073,	14.293.736,

Fonte: Siest – Sistema de informações das estatais.

ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO - 2010

O CEPEL, dando continuidade aos seus projetos, teve aprovado, pela **Lei 12.214/10**, de 06/01/10, o orçamento de investimento para o exercício de 2010 no valor global de **R\$ 33.140.996,00**, tendo como as maiores fontes de financiamentos os recursos operacionais do Centro e da ELETROBRAS.

Alguns dos principais investimentos previstos para 2010 estavam associados ao projeto LONGDIST, abrangendo mais de 60% do valor aprovado para o orçamento de investimento.

O LONGDIST é um projeto inovador de pesquisa aplicada para vencer os desafios tecnológicos do desenvolvimento de novas concepções de linhas de transmissão de alta capacidade, para a condução de grandes blocos de energia, como aqueles envolvidos nos aproveitamentos hidroelétricos da região amazônica, com reduzido impacto ambiental. Está sendo implementada uma nova infraestrutura laboratorial, de grande porte, pioneira no continente americano, para apoio às atividades do projeto.

As aquisições dos equipamentos envolvidos, bem como a realização das obras de infraestrutura laboratorial necessárias, apresentaram desafios em função de sua complexidade e ineditismo, que resultaram em prazos de duração para as fases de especificação, projeto e licitação mais longos do que inicialmente previsto. Assim, parte do investimento acabou sendo deslocada para o início de 2011.

Desta forma, a realização do orçamento de investimentos para o exercício de **2010** foi moderada, no valor de **49%** da dotação final do orçamento aprovado.

2.3.3 Linhas De Pesquisa, Projetos De P&D E Ensaio Laboratoriais:

A atividade de pesquisa do Cepel está estruturada em seis grandes linhas, que abrangem uma ampla variedade de projetos, correspondendo, cada uma, a um departamento específico, de acordo com os seguintes temas.

2.3.3.1) Automação de Sistemas

Processamento e gestão das informações para operação em tempo-real. Desenvolvimento de sistema computacional de grande porte, que implementa todas as funções de um SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) de última geração e as funções de apoio do tipo EMS (Energy Management System). Permanente evolução, no estado da arte da tecnologia e em sintonia com as necessidades dos usuários. Aplicação de tecnologias para a implantação de centros de supervisão e controle e centros de oscilografia.

Principais ações tecnológicas:

- Automação local de instalações - Aquisição e processamento de dados do processo elétrico; arquiteturas computacionais; sistemas operacionais de tempo real; processamento de dados em tempo real
- Análise de perturbações - Ambiente computacional para análise de gestão de registros oscilográficos de faltas; processamento de sinais; localização de faltas; simulação dinâmica de equipamentos de proteção; bancos de dados de oscilografia; sistemas inteligentes de análise automática de oscilogramas; redes de oscilografia
- Tecnologias para Operação de Sistemas Elétricos em tempo-real (SCADA/EMS) - Protocolos e sistemas de comunicação de dados; sistemas operacionais; arquiteturas computacionais (hardware e software); tecnologias de interface homem-máquina; tecnologias web para intercâmbio e difusão de informações; bancos de dados; aplicações de inteligência computacional; aplicativos de análise de redes em tempo-real; controle automático de geração.

2.3.3.2) Otimização Energética e Meio Ambiente

Desenvolvimento de cadeia de modelos e programas computacionais destinados ao planejamento da expansão da geração, ao planejamento da operação e à programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados. Compõem também esta cadeia modelos para a previsão e geração de cenários sintéticos de vazões aos diversos aproveitamentos hidrelétricos, modelos para estudos de prevenção de cheias, modelos de previsão de mercado de longo prazo e modelos para subsidiar a tomada de decisão de investimentos em projetos de geração de energia. São desenvolvidas ainda metodologias para a incorporação da dimensão ambiental nas diversas etapas do processo de planejamento dos empreendimentos do setor elétrico, incluindo métodos, critérios, indicadores e ferramentas de análise para que a concepção dos empreendimentos seja feita de acordo com os princípios e compromissos do desenvolvimento sustentável.

Principais ações tecnológicas:

- Planejamento da Expansão da Geração - Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para o planejamento da expansão, previsão de mercado, inventário de bacias hidrográficas
- Planejamento da Operação Energética - Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para o planejamento da operação de longo, médio e curto prazos e programação da operação
- Meio Ambiente - Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para a avaliação da dimensão ambiental no planejamento da expansão da geração e transmissão e sistemas isolados
- Hidrologia Estocástica e Recursos Hídricos - Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para a geração e previsão de vazões, controle de cheias e previsão de ventos
- Análise Financeira de Projetos e Tarifas - Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para a análise financeira de projetos de geração e transmissão e para a análise e síntese de estruturas tarifárias
- Técnicas Computacionais Aplicadas à Área Energética - Aplicação de técnicas de processamento distribuído; desenvolvimento de modelos, algoritmos e facilidades computacionais para a integração dos programas da área energética

2.3.3.3) Linhas e Estações

Desenvolvimento de modelos computacionais, técnicas de ensaio e medição e sistemas de monitoração e diagnóstico aplicados em equipamentos elétricos e linhas de transmissão e distribuição. Novas técnicas de avaliação de desempenho, estado operativo e vida remanescente, tanto em laboratório quanto no campo; sistemas computacionais para análise, projeto, diagnóstico, monitoração, manutenção, recapacitação e extensão de vida útil. Medição eletrônica de energia elétrica, gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), redução de perdas técnicas e comerciais (medição anti-fraude). Transporte de Energia, tecnologia LPNE - FEX, linhas de transmissão de potência natural elevada e feixes expandidos, otimização da transmissão de energia. Aperfeiçoamento de tecnologias tradicionais e desenvolvimento de novas técnicas voltadas para a operação e a expansão do sistema elétrico.

Principais ações tecnológicas:

- Tecnologia de Transmissão - Novas Concepções de Linhas de Transmissão, Otimização de Projetos de Linhas de Transmissão, Interação entre as LTs e o Meio Ambiente e Monitoramento do Desempenho Elétrico e Mecânico de LTs
- Monitoramento e Diagnóstico de Equipamentos e Instalações - Desenvolvimento de modelos e programas computacionais, técnicas de ensaio e medição e sistemas de monitoração e diagnóstico aplicados ao desempenho elétrico e mecânico
- Tecnologia de Distribuição - Redes Inteligentes. Desenvolvimento de novos equipamentos e tecnologias em medição de energia elétrica, programas computacionais para auxílio ao combate às perdas. Ensaio em sistemas de medição de intercâmbio de energia elétrica
- Transitórios Eletromagnéticos e Coordenação de Isolamento – Estudos, simulações e medições em campo.

2.3.3.4) Redes Elétricas

Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para apoio à expansão, supervisão, controle e operação do sistema elétrico-energético, que fazem do Brasil o único país em desenvolvimento a possuir uma cadeia de programas própria e em constante evolução. O Cepel conta também com uma experiente equipe de estudos de desempenho elétrico e com um laboratório de qualidade de energia elétrica.

Principais ações tecnológicas:

- Planejamento Operação e Análise de Redes Elétricas - Análise de redes elétricas em regime permanente, avaliação de falta, transitórios eletromecânicos, harmônicos e amortecimento de oscilações
- Confiabilidade de Transmissão e Geração - Simulação probabilística e cálculo de índices de confiabilidade
- Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão - Planejamento de médio e longo prazos; valor econômico da confiabilidade.
- Integração de Base de Dados - Desenvolvimento de modelos, algoritmos, facilidades e programas computacionais para integração dos programas da Área Elétrica
- Estudos de Sistemas Elétricos - Estudos de planejamento e operação do sistema interligado, validação de novos modelos, demonstração de novas técnicas de análise
- Qualidade de Energia Elétrica - Medição, análise, diagnósticos e desenvolvimento de ferramentas computacionais voltadas para Qualidade de Energia.

2.3.3.5) Tecnologias Especiais

Desenvolvimento de projetos de pesquisa, aplicação de tecnologias e serviços técnicos especializados, tecnologias de materiais (materiais dielétricos, metálicos, cerâmicas), corrosão (sistemas anticorrosão, técnicas para monitoração de corrosão), supercondutividade, células combustíveis, fontes alternativas e conservação de energia. Apoio tecnológico aos programas de governo PROCEL, Luz para Todos, PROINFA e RELUZ.

Principais ações tecnológicas:

- Conservação e uso eficiente da energia – Apoio a programas setoriais (Procel, PBE/Selo Procel) e ao Sistema Eletrobras
- Energias renováveis – Geração eólica; geração solar fotovoltaica e térmica de média e alta temperaturas.
- Metalurgia e materiais - Avaliação da integridade estrutural e da vida remanescente de usinas termelétricas, Supercondutividade, Blocos varistores, Corrosão. Fluidos, papéis e polímeros isolantes.
- Geração distribuída – Otimização e simulação de operação; estudo e caracterização de sistemas; aplicações em sistemas isolados

2.3.3.6) Ensaios Laboratoriais:

Durante o ano de 2010 o laboratório de Alta Tensão atuou em conjunto com Furnas na avaliação das condições de isolamento dos equipamentos de alta tensão da subestação de Itaberá em condições de chuva de 5 mm/min. A partir do evento ocorrido em novembro de 2009 (black out responsável pelo desligamento de vários estados do país), o laboratório iniciou pesquisas experimentais em isoladores tipo pedestal, seccionadores, pára-raios, cadeias de isoladores e filtros de onda da referida subestação visando melhorar sua suportabilidade a sobretensões em condição de chuva de 5mm/min.

Foram definidos o número e o posicionamento de "booster sheds" (defletores de chuva) que foram instalados ao longo de 2010 nos equipamentos avaliados da SE de Itaberá.

Foram também realizados ensaios em isoladores de pedestal e seccionadores destinados a composição da reserva de Itaberá.

Este fato demonstra a importância de o setor elétrico brasileiro dispor de uma infraestrutura laboratorial para diagnosticar e ajudar a aumentar a confiabilidade do atendimento ao setor.

O Cepel possui um conjunto de 30 laboratórios, dos quais podemos destacar os seguintes:

- **Laboratório de Acionamento e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos**

Criado em 1986, foi o primeiro laboratório do Brasil inteiramente equipado para fazer ensaios de todos os tipos de proteção de equipamentos elétricos destinados a áreas com atmosferas potencialmente explosivas. Acreditado pelo Inmetro, realiza ensaios voltados principalmente para as indústrias químicas, petroquímicas e de petróleo. Avalia se os equipamentos elétricos estão em conformidade com as normas e especificações técnicas.

Participa do programa de etiquetagem de motores desenvolvido pelo Procel e pelo Inmetro, que já resultou no aumento do rendimento e do fator de potência dos motores de indução em uso no País. Também possui cooperação com instituições no exterior para desenvolvimento de projetos.

Realizou a avaliação de perdas e de elevação de temperatura em transformadores adquiridos para as empresas distribuidoras de energia da Eletrobras.

- **Laboratório de Alta Corrente**

Realiza ensaios para avaliação de desempenho elétrico e eletrodinâmico de equipamentos de alta, média e baixa tensão, fabricados no Brasil e no exterior. Está capacitado para fazer ensaios de correntes elétricas até 230 kA.

Dentre as atividades em andamento no laboratório, destaca-se o ensaio de arco interno em painéis de baixa tensão. Como os arcos elétricos internos são fenômenos que geram riscos para a operação de equipamentos de distribuição de energia elétrica, os ensaios realizados nesta unidade permitem aos fabricantes desses equipamentos incluir formas de proteção no projeto de seus produtos, aumentando a segurança.

- **Laboratório de Impulso de Corrente**

Este laboratório realiza ensaios de impulso de corrente e oferece suporte à pesquisa e ao desenvolvimento de pára-raios de carboneto de silício e óxido de zinco, verificando suas características de proteção e operação. Para isso, simula descargas atmosféricas em suas instalações e submete os materiais aos ensaios de tipo, segundo normas brasileiras e internacionais. Participa também de projetos de pesquisa e desenvolvimento.

Inaugurado em 1983, é o único laboratório do Brasil capacitado para fazer ensaios de verificação dos impactos diretos de raios sobre estruturas, componentes e peças metálicas de aeronaves. Sua atuação é de fundamental importância para a indústria aeronáutica brasileira, que anteriormente tinha que recorrer a laboratórios de outros países.

- **Laboratório de Ensaio Corona**

Inaugurado em 1980, este laboratório realiza ensaios corona de alta tensão, de impulsos atmosféricos, de manobra e perfuração até o nível de tensão de 1 MV e 50 kJ de energia. Também faz ensaios com tensão à frequência industrial até a classe de 138 kV. Os ensaios dão suporte a pesquisas e servem para garantir a confiabilidade, segurança e qualidade de máquinas e equipamentos elétricos.

O laboratório realiza diversos tipos de medição, tanto em suas instalações quanto em campo. É um dos poucos no Brasil capacitados para medir descargas parciais e capacitância e tangente delta em geradores e motores de grande porte em campo (plataformas de petróleo e usinas geradoras de energia elétrica). Atua ativamente no desenvolvimento e aprimoramento de métodos de medição.

- **Laboratório de Alta e Média Potência**

Este laboratório oferece as mais elevadas potências de curto-circuito na América do Sul para a realização de ensaios de pesquisa e desenvolvimento em equipamentos de alta tensão, como disjuntores, cadeias de isoladores, cubículos e reatores. Os ensaios podem ser documentados por meio de filmagens em vídeo com câmera de alta velocidade.

- **Laboratório de Alta Tensão**

É um dos maiores do gênero no Hemisfério Sul. Faz ensaios dielétricos de aceitação, pesquisa e desenvolvimento em equipamentos e componentes para sistemas de transmissão até 765 kV.

Entre seus usuários estão concessionárias de energia elétrica e grandes fabricantes de equipamentos do Brasil e de outros países.

Dentre as atividades realizadas, também merecem destaque os ensaios trifásicos em configurações reais de torres de transmissão. É o único no Hemisfério Sul capacitado para fazer esse tipo de ensaio, cuja execução exige torres com mais de 15 metros de diâmetro.

- **Laboratório de Ensaio sob Poluição**

Este laboratório é especializado na avaliação de equipamentos em locais que sofrem a ação de poluentes como poeira, maresia e até dejetos de pássaros. É o único do Brasil equipado para fazer ensaios com névoa salina ou pré-depósito em isoladores de equipamentos com tensão superior a 138 kV.

- **Laboratório de Análises Químicas**

O laboratório está capacitado para desenvolver métodos ou implantar e realizar uma vasta gama de serviços analíticos em ligas metálicas, solos, água, tintas e outros materiais. Recorrendo à análise química tradicional e instrumental, realiza ensaios essenciais para a detecção de falhas e de processos químicos relacionados à vida útil de componentes de usinas e linhas de transmissão e distribuição.

Destaca-se pelo apoio a projetos de Pesquisa e Desenvolvimento realizados no Cepel, voltados para empresas do Sistema Eletrobras.

- **Laboratório de Corrosão**

Implantado para estudar os mecanismos e os diferentes tipos de corrosão que afetam os materiais, assim como desenvolver e implementar técnicas de proteção anticorrosiva. A exposição dos equipamentos e estruturas aos diferentes ambientes agressivos encontrados no setor elétrico leva os materiais a um processo de corrosão, gerando altos custos de manutenção e proteção de estruturas e equipamentos, além dos prejuízos decorrentes das paradas não programadas, as quais têm elevado impacto socio-econômico.

Dentre as técnicas e produtos estudados no laboratório para minimizar os efeitos da corrosão estão os revestimentos protetores (metálicos, inorgânicos, orgânicos polímeros especiais), os sistemas de proteção anódica e catódica, além da seleção de materiais adequados e cuidados de projeto que levem em conta o problema da corrosão.

- **Laboratório de Metalografia**

O Laboratório está capacitado para realizar toda uma gama de ensaios de caracterização de materiais (metálicos e não-metálicos) que são a base do desenvolvimento de estudos e projetos relacionados a integridade estrutural e melhoria das propriedades de componentes empregados nos mais diversos equipamentos.

O Laboratório conta com equipe de grande experiência no campo de análise de falhas em equipamentos de geração, transmissão e distribuição, atividade que se caracteriza pela natureza multidisciplinar, envolvendo diversas especialidades do Cepel. Através da análise de falhas os projetos dos equipamentos ou as condições operacionais a que os materiais encontram-se submetidos podem ser reavaliadas ou modificadas.

A atuação do Laboratório de Metalografia nas atividades de avaliação de integridade baseada no risco e nos programas de determinação de vida residual de caldeiras, linhas de vapor e turbinas de centrais de geração térmica contempla a realização de inspeções e ensaios não-destrutivos em campo, tais como réplicas metalográficas, ultra-som, líquidos penetrantes e partículas magnéticas, complementados por ensaios de microscopia óptica, microscopia eletrônica de varredura (MEV) e de transmissão (MET) no próprio laboratório.

O Laboratório também fornece suporte aos projetos P&D conduzidos no Cepel por meio de ensaios de difração de raios-X para análise de óxidos ou de dispersão de energia para a análise química, identificação e caracterização de compostos e fases.

- **Laboratório de Propriedades Elétricas e Magnéticas**

Criado em 1978, é praticamente o único laboratório na América Latina capacitado para realizar investigações experimentais sobre condições elétricas e magnéticas em equipamentos e materiais, principalmente de indústrias ligadas ao Setor Elétrico.

Além de atender ao setor de geração de energia em usinas termelétricas e hidrelétricas, presta serviços para o setor nuclear e participa de análises periciais em materiais e equipamentos. Em parceria com universidades realiza investigações experimentais que apóiam dissertações de mestrado e teses de doutorado.

- **Laboratório de Refrigeração**

Equipado para avaliar o desempenho de refrigeradores, congeladores e condicionadores de ar, este laboratório atende ao Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) e ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). De seus ensaios resultam as informações sobre eficiência energética constantes do Selo do Procel e da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia afixados nos produtos submetidos ao Inmetro pelos fabricantes.

Selo e etiqueta ajudam os consumidores a identificar os aparelhos mais eficientes e incentivam as empresas a investir no aperfeiçoamento de seus produtos. O resultado é a significativa redução do consumo de energia elétrica de refrigeradores e condicionadores.

A experiência acumulada pelo laboratório com a prestação de serviços e o apoio à pesquisa credenciou-o para participar da elaboração de procedimentos e normas técnicas. Além disso, mantém um programa de comparação interlaboratorial com instituições nacionais e internacionais, funcionando como unidade de referência para outros laboratórios do setor.

- **Laboratório de Iluminação**

Este é o principal laboratório de apoio a órgãos do governo no esforço de conservação de energia e eficiência energética em componentes e sistemas de iluminação pública, residencial, comercial e industrial. Dispõe dos mais modernos equipamentos para realização de medições e ensaios em luminárias, lâmpadas, LEDs (diodos emissores de luz) e reatores magnéticos e eletrônicos.

Dentre os equipamentos disponíveis no laboratório destaca-se o goniofotômetro, aparelho que mapeia a distribuição de luz de luminárias em função do ângulo. Tais ensaios contribuem para o desenvolvimento de luminárias mais eficientes e bem ajustadas, evitando efeitos indesejáveis

como luz invasora, ofuscamento, manchas de penumbra e poluição luminosa – o que resulta em maior eficiência e menor consumo de energia elétrica.

Braço técnico da parceria firmada pela Eletrobrás, Inmetro e Cepel para execução dos programas do selo Procel e da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (Ence) relacionados a iluminação, o laboratório participa da elaboração de padrões técnicos, coordenando a adoção de índices de desempenho e de métodos de ensaio.

- **Laboratório de Propriedades Mecânicas**

O laboratório foi implantado em 1975 com o objetivo de dar suporte aos projetos de P&D relativos ao comportamento mecânico de materiais, equipamentos e estruturas utilizados no setor elétrico. Encontra-se equipado para realizar medições e ensaios sob condições de esforços mecânicos estáticos e dinâmicos.

A implantação de um vão para ensaio em cabos condutores permitiu que fosse pioneiro no Brasil em ensaios de fluência em condutores de alumínio com alma de aço e em ensaios mecânicos de cabos pára-raios com fibras ópticas. Os modelos computacionais desenvolvidos para previsão do efeito do vento em cabos condutores ou o desenvolvimento de técnicas de medição do amortecimento próprio dos cabos puderam ser validados com a utilização da infraestrutura experimental existente no laboratório.

Os estudos para avaliação do desempenho dinâmico de amortecedores, a simulação de condições mecânicas de operação de ferragens de linhas de transmissão e estudo do desempenho de condutores submetidos a fadiga também somente são possíveis com a utilização das facilidades experimentais presentes no laboratório.

A partir de ensaios conduzidos em laboratório, foram desenvolvidas técnicas de medições estáticas e dinâmicas, realizadas em campo, para solucionar problemas de vibração em comportas e turbinas de hidrelétricas.

Os projetos que resultaram no desenvolvimento de programas computacionais para monitoração e diagnóstico do comportamento mecânico de hidrogeradores tiveram origem nos trabalhos experimentais realizados no laboratório de propriedades mecânicas. Atualmente, os sistemas instalados em algumas empresas do setor elétrico permitem diagnósticos baseados não apenas no comportamento mecânico como também de outras grandezas físicas e elétricas.

2.3.4. Desempenho Operacional

Cada um dos projetos institucionais teve seu planejamento de atividades para 2010 acertado entre o Cepel e as empresas do sistema Eletrobrás. Os resultados obtidos durante o ano foram acompanhados pelos gerentes de cada projeto através da Internet, com uso de senhas individualizadas. O desempenho global da carteira institucional foi acompanhado pelos coordenadores da carteira nas empresas, também via Internet.

Seguem alguns dos principais resultados e produtos de pesquisas realizadas no Cepel.

2.3.4.1 - Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas

Instrumento fundamental para um melhor aproveitamento do potencial hidroelétrico dos rios brasileiros, o Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas reúne, em 660 páginas, metodologias, critérios e procedimentos a serem adotados nos estudos de inventário. A sua versão em língua inglesa foi concluída em 2010.

O Ministério de Minas e Energia (MME) contratou o Cepel para coordenar a revisão do Manual – a última atualização havia sido feita em 1997, sob a coordenação da Eletrobras. Essa atualização constituiu um avanço, tendo sido um dos primeiros esforços para a incorporação da dimensão ambiental e dos usos múltiplos da água nos estudos energéticos. Entretanto, devido ao seu pioneirismo, muito da legislação sobre esses dois temas não se encontrava consolidado, o que motivou o MME a iniciar, em 2005, uma nova revisão, que se estendeu por dois anos e foi dividida em grupos de trabalho, com representantes de diferentes instituições.

O processo de revisão do Manual de Inventário foi iniciado em setembro de 2005 e teve foco especial nas questões ambientais e de usos múltiplos da água, adotando a Avaliação Ambiental Integrada como instrumento complementar aos estudos do potencial hidroelétrico de bacias. Para apoiar essa revisão, foi criado um Grupo de Trabalho, formado por técnicos do MME, do Ministério do Meio Ambiente (MMA), do Cepel, da Eletrobras, de Furnas, da Chesf, da Eletrosul, da Eletronorte, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), da Agência Nacional de Águas (ANA) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), além de representantes de associações de classes e de empresas com experiência na realização de inventários.

A nova edição contribui para agilizar o licenciamento de novas usinas hidroelétricas. Nela, foram incorporados os avanços na legislação ambiental, a Política Nacional de Recursos Hídricos, o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos e a reestruturação do setor elétrico.

O Cepel desenvolveu um sistema computacional para apoiar a realização de inventários hidroelétricos. Trata-se do Sinv – Sistema para Estudos Socioambientais, Energéticos e de Seleção das Alternativas nos Estudos de Inventário Hidroelétrico, que permite o armazenamento das informações e de dados utilizados nos estudos de inventário. A mais recente versão do sistema, o Sinv 6.0.6, incorpora funções necessárias para suportar os aprimoramentos metodológicos, propostos na Edição 2007 do Manual de Inventário. O software também foi totalmente reformulado no que se refere à sua arquitetura, camadas de acesso aos dados e sistema de armazenamento de dados. A partir de 2008, foram realizados treinamentos de técnicos da Eletrobras, EPE, Eletronorte, Aneel e consultoras na utilização da nova versão do sistema Sinv. Durante esses treinamentos foram também discutidas as vantagens de se dispor de um software que facilita não só a realização dos estudos como também a análise e revisão de estudos de inventário.

Desde 2008, vários estudos de Inventários foram realizados com base do Manual de Inventário – Edição 2007.

A apresentação dos resultados dos Estudos de Inventários em diversos fóruns nacionais e internacionais e a utilização do Manual para realização de Estudos de Inventários de bacias hidrográficas bi-nacionais, bem como a importância de divulgação internacional, no sentido de demonstrar o desenvolvimento de forma sustentável do potencial hidroelétrico do país, e de apresentar o grau avançado de desenvolvimento técnico, institucional e legal do setor elétrico brasileiro, levou o MME a investir na tradução deste Manual para o inglês. Considerando o

profundo caráter técnico do Manual, o MME mais uma vez incumbiu o Cepel de coordenar esta tradução. Em 2010, a versão em língua inglesa foi concluída.

2.3.4.2 - Desenvolvimento de tecnologias de alta capacidade para transmissão de energia elétrica a longas distâncias

A transmissão de grandes blocos de energia da região Norte do Brasil, notadamente dos futuros empreendimentos de geração do rio Madeira e da UHE Belo Monte, para as regiões Sudeste e Nordeste, apresenta desafios tecnológicos e requer o desenvolvimento de novas concepções de linhas de transmissão de alta capacidade, tanto em corrente alternada como em corrente contínua.

Com o apoio da Eletrobras e a participação das suas empresas, o Cepel, vem desenvolvendo novas concepções de linhas de transmissão de alta capacidade, buscando contribuir para o projeto e a implantação de empreendimentos de transmissão tecnologicamente mais avançados e mais econômicos do que os tradicionais, garantindo, assim, a confiabilidade do sistema elétrico.

A experiência tem mostrado que a introdução de inovações tecnológicas em obras de transmissão de grande porte requer o desenvolvimento de estudos, a construção de protótipos, a realização de pesquisa experimental e a implantação de linhas-piloto.

Em função dessas necessidades e das características desses empreendimentos, o Cepel, com apoio do Ministério das Minas e Energia – MME, das Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – Eletrobras, do Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT e da Financiadora de Estudos e Projetos – Finep, está construindo um Laboratório de Ultra Alta Tensão externo. Com essas instalações, cuja fase inicial está prevista para 2011, será possível realizar trabalhos de pesquisa experimental sobre isolamentos entre fases e entre fase e partes aterradas, manutenção de linha viva, corona e radiointerferência, para configurações de Linhas de Transmissão utilizadas em sistemas de classe de tensão até 1.100 kV CA e ± 800 kV CC. Esse laboratório poderá ser utilizado também para pesquisa experimental sobre equipamentos elétricos utilizados em subestações.

2.3.4.3 - Cadeia de Modelos Computacionais para o Planejamento da expansão e operação do sistema de geração brasileiro de energia elétrica

Em um sistema com as características do sistema brasileiro, é notável o ganho obtido pela coordenação e otimização do planejamento da expansão e da operação do parque gerador. No entanto, essa coordenação é bastante complexa do ponto de vista tecnológico. Por isso, foi necessário o desenvolvimento nacional de cadeia de metodologias, modelos matemáticos e programas computacionais de suporte a análise e decisão.

Esses desenvolvimentos vêm sendo realizados há mais de 30 anos pelo Cepel, com participação técnica e suporte financeiro da Eletrobras e de suas Empresas, e apoio das demais empresas do setor.

No planejamento da expansão, um dos desafios é definir planos e estratégias de investimentos para construção de novas usinas, de novos troncos de interconexão e gasodutos e de bacias para extração de gás que assegurem um suprimento confiável e de menor custo para a demanda futura de eletricidade. O planejamento do setor energético é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), com o auxílio de estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

O Cepel tem contribuído para essa atividade, por meio do desenvolvimento e manutenção no estado da arte de uma cadeia de metodologias e programas computacionais, cujos principais modelos são o

Newave e o Melp. Aspectos importantes, como os socioambientais e de uso múltiplo da água, passam a ser considerados de forma mais completa na elaboração de inventários de bacias hidrográficas. Da mesma forma, a avaliação ambiental integrada passa a ser considerada desde as fases iniciais do processo de planejamento.

Por outro lado, também é necessário definir uma estratégia ótima para a operação do sistema elétrico brasileiro. O planejamento, a programação e o despacho centralizados dos recursos de geração são realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Para esse fim, o Centro desenvolveu uma cadeia de metodologias e programas computacionais, cujos principais modelos são o Newave, o Decomp e o Dessem. Em uma primeira etapa, definem-se as metas ótimas de geração hidrelétrica e termelétrica para as diversas regiões do País, bem como os intercâmbios energéticos entre elas (Newave). Em uma segunda etapa, são definidas as metas ótimas semanais de geração para cada usina hidrelétrica, considerando-se restrições locais (Decomp).

Posteriormente, essas metas de geração são refinadas na programação da operação do dia seguinte, levando-se em consideração a cronologia da curva de carga, restrições operativas no nível de unidades geradoras e a modelagem linear da rede elétrica (Dessem). Os custos marginais fornecidos pelos diversos modelos são utilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), para formar a base do preço do mercado de curto prazo.

Compõem também essa cadeia, modelos para previsão e geração de cenários sintéticos de vazões aos diversos aproveitamentos hidrelétricos, estudos de prevenção de cheias, análise de investimentos em projetos de geração de energia e metodologias para a incorporação da dimensão ambiental nas diversas etapas do processo de planejamento dos empreendimentos do setor elétrico, além da avaliação do potencial energético de sistemas isolados.

Em apoio aos trabalhos de pesquisa e desenvolvimento nesta área, o Cepel possui um Laboratório de Computação Intensiva (Labcin), onde atualmente são estudadas aplicações de técnicas de processamento distribuído a programas computacionais, como o Newave, o Suishi e o Decomp, com o objetivo de reduzir significativamente o seu tempo de processamento.

2.3.4.4 - Metodologias e Programas Computacionais na área de Planejamento e Operação Elétrica

O Cepel vem desenvolvendo, ao longo de 36 anos, com a participação intensa do Sistema Eletrobras e o apoio dos técnicos de empresas e universidades, um conjunto de metodologias e programas computacionais para análise, planejamento, operação, controle e confiabilidade do sistema elétrico brasileiro, de dimensões continentais. Os programas computacionais do Centro possibilitaram uma sólida capacitação nacional nessas áreas de conhecimento.

Os programas Anarede, NH2, Flupot, Plantac, entre outros, permitem realizar estudos para o planejamento da operação e da expansão do sistema de transmissão, tendo ampla utilização em todo o setor elétrico. O desenvolvimento e o aperfeiçoamento são contínuos.

Recentemente, foram desenvolvidos novos algoritmos no Anarede, que o capacitaram a identificar potenciais corredores para a recomposição do sistema após a ocorrência de blecautes. Também foi desenvolvida uma nova facilidade que permite ao usuário priorizar a atuação dos controles por classes.

No programa Flupot, foram recentemente introduzidas novas restrições de maneira que o redespacho de potência ativa de diversas usinas possa ser executado de acordo com fatores de participação previamente definidos.

O Plantac, voltado para o planejamento da transmissão, agora possibilita através de algoritmo baseado em custos marginais de confiabilidade, uma sugestão da localização de novos circuitos no sistema. Analisa também a possibilidade de postergações de obras previstas no cronograma original de um plano de expansão da transmissão plurianual, através da verificação de uma relação custo-benefício entre as alternativas de expansão da transmissão geradas.

Para se reduzir a vulnerabilidade do sistema a perturbações, que podem causar danos a equipamentos, instabilidade da carga ou entre as usinas geradoras, além de desligamentos em cascata e blecautes, são fundamentais os estudos do comportamento dinâmico do sistema, que podem ser realizados com a utilização dos programas Anatem e Pacdyn. Recentemente, foi desenvolvido um novo modelo de usina eólica, no Anatem, que permite o controle de tensão ou corrente através de controladores definidos pelo usuário. O novo programa auxiliar CDUedit que permite que o usuário desenhe os diagramas de blocos de controles que são exportados para o Anatem e o PacDyn, facilitando sobremaneira sua utilização.

Ainda com relação à segurança e à qualidade operativa da rede elétrica, dispõe-se dos programas Anafas, que auxilia no dimensionamento de equipamentos e na coordenação da proteção do sistema, e do HarmZs, que determina os níveis de distorção harmônica.

Mantidos no estado da arte, os programas estão sendo integrados por meio de uma base de dados comum (sistema Sapre). Recentemente foi atualizada a interface do Sapre com o modo de estudos de tempo real (sistema Sage) permitindo que estudos de fluxo de potência e curto-circuito possam ser feitos a partir de dados históricos oriundos da operação do sistema.

2.3.4.5 - Coordenação entre planejamentos da expansão de longo e curto prazos

Dadas as peculiaridades do sistema elétrico brasileiro, dos prazos de maturação dos projetos de geração e transmissão e dos estudos que antecedem sua concepção, o planejamento da expansão desse sistema é usualmente conduzido em duas etapas interligadas: o planejamento de longo prazo e o planejamento de curto prazo.

No planejamento de longo prazo, de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), com o auxílio de estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), analisam-se as estratégias de desenvolvimento do sistema, a composição futura do parque gerador, dos principais troncos de transmissão e gasodutos e de bacias para extração de gás. Sua periodicidade é de quatro a cinco anos, abrangendo um horizonte de 30 anos, e seu principal produto é o Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico, dentro do Plano Nacional de Energia. No planejamento de curto prazo, é elaborado o programa de obras relativo à expansão da geração e da transmissão, definindo os empreendimentos e sua alocação temporal. Sua periodicidade é anual, abrangendo um horizonte de dez anos, e seu principal produto é o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica.

No caso do planejamento de longo prazo, o Cepel, com o apoio da Eletrobras, desenvolveu o Modelo para Expansão da Geração (Melp). A partir das informações de projeções de consumo de energia elétrica para cada um dos subsistemas considerados, das opções tecnológicas e custos das fontes de geração (incluindo o inventário de bacias hidrográficas) e dos impactos socioambientais, o Melp elabora uma estratégia de implementação de projetos de geração e de troncos de interligação,

visando minimizar os custos de investimento e operação e o atendimento aos critérios de confiabilidade.

Naturalmente, em virtude do horizonte de tempo considerado, a representação do sistema no Melp é necessariamente simplificada. Assim, a estratégia resultante é refinada quando se vai para o horizonte decenal. Neste último caso, é utilizado um modelo mais detalhado de representação do sistema: o Newave. Na realidade, esse modelo faz a “ponte” não apenas entre os planejamentos da expansão de longo e curto prazos, mas também entre os planejamentos da expansão e da operação.

No resgate do Planejamento como uma função de estado, nos horizontes de curto, médio e longo prazos, o Ministério de Minas e Energia - MME publicou, com base nos estudos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), os Planos Decenais de Energia Elétrica 2006/2015, 2007/2016, 2008/2017 e 2010/2019 e o Plano Nacional de Energia 2030. Nesses planos, foram utilizados, intensivamente, os modelos Newave e Melp.

É motivo de grande satisfação para o Cepel, a oportunidade dada ao Centro para a contribuição nesse esforço, por meio da atuação de seus pesquisadores e do desenvolvimento do Newave e do Melp.

2.3.4.6 - SAGE - Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia

O Sage é um sistema computacional de grande porte, do tipo Scada/EMS (Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System), desenvolvido e mantido no estado da arte pelo Cepel para a missão crítica de supervisão, controle e gestão de sistemas elétricos em tempo real.

Hoje, a maioria das grandes concessionárias de transmissão e distribuição do País, incluindo as Empresas Eletrobras, confia a operação de seu sistema elétrico ao Sage, algumas de forma exclusiva.

Estes são alguns exemplos: em Furnas, o Sage foi padronizado como o sistema de supervisão e controle de seus centros locais; na Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), foi escolhido para o Centro de Operação do Sistema, os centros regionais e os novos centros locais; na Eletrosul, foi adotado para gerenciar todo o seu sistema elétrico, por meio do Centro de Operação da Transmissão e centros de telecontrole; na Eletronorte, equipa o Centro de Operação do Sistema e Centros Regionais. Recentemente, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) confiou ao Sage a operação integral do sistema de transmissão do Estado de São Paulo, o mais denso do Brasil. Com isso, o Sage já detém a responsabilidade pelo gerenciamento da grande maioria da malha de transmissão de energia elétrica em alta tensão do País, com ação direta ou indireta, em mais de 200 das cerca de 320 subestações do Sistema Interligado Nacional.

Operando também como solução tecnológica do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), centro de maior hierarquia do sistema de supervisão e controle do Sistema Interligado Nacional desde 1999, o Sage tem alargado, continuamente, seu escopo de aplicação por meio de novos desenvolvimentos.

Neste sentido, uma relevante conquista foi a escolha do Sage, através de licitação internacional concluída em junho/2009, em parceria com a Siemens, para a substituição de toda a infra-estrutura de supervisão e controle do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) por um novo SCADA/EMS virtual, denominado REGER. Esse novo sistema baseado no Sage será composto por

um conjunto de Sistemas de Supervisão e Controle (SSCs), previstos para Brasília, Rio de Janeiro, Recife e Florianópolis, fortemente integrados e redundantes.

Este projeto especial e único, por sua concepção global sofisticada, possuirá capacidades e recursos que o colocam entre os mais avançados do mundo, permitindo:

- Ação fortemente integrada dos quatro SSCs e do CNOS, em configuração redundante e tolerante a falhas e indisponibilidades de todo um centro, visando à operação de todo o sistema interligado nacional.
- Evolução contínua, sem necessidade de substituição constante, mediante a adoção de arquitetura de software aberta e distribuída;
- Base de dados de cadastro única e redundante para todos os centros e integrada à Base de Dados Técnica do ONS através de interface padrão CIM/XML;
- Atendimento de padrões avançados de segurança cibernética, estabelecidos pelo North American Electric Reliability Corporation (NERC) para a proteção de infra-estruturas críticas (CIP);
- Sistema “à prova de futuro”, por meio de arquitetura de software incorporando o conceito SOA (Service Oriented Architecture), que representa o estado da arte na área, habilitando a fácil incorporação de novos produtos e soluções de software na medida em que forem desenvolvidos.

2.3.4.7 - Laboratório de Células a Combustível

O Laboratório de Células a Combustível do Cepel foi criado em 2002, com base em um projeto desenvolvido para a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf). Seus principais focos foram a construção e a operação de um protótipo de célula a combustível de membrana polimérica trocadora de prótons, com potência de 5 kW, o qual foi inteiramente projetado e construído no País.

O laboratório pesquisa desenvolve e avalia tecnologias de sistemas de geração à base de células a combustível, seus componentes e materiais envolvidos – tanto em células que usam a tecnologia de membrana polimérica como em células baseadas na tecnologia de óxido sólido –, tendo-se em vista a crescente importância desses sistemas no âmbito da geração distribuída de energia elétrica e sistemas de co-geração, bem como seu potencial impacto sobre o setor elétrico.

A célula a combustível de 5 kW é capaz de operar com gás natural, via reformador de combustível, ou com hidrogênio direto, armazenado em cilindros. O laboratório possui uma central de gases exclusiva, células unitárias de bancada e seus sistemas de monitoramento e controle, simuladores de carga CC e CA, equipamento para produção de água deionizada, sistemas de troca térmica, kit educacional para demonstração de sistemas à base de células a combustível e instrumentação eletroeletrônica pertinente.

O Cepel, por meio do Laboratório de Células a Combustível, está conduzindo, em parceria com o Instituto Nacional de Tecnologia (INT) e com o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (Ipen), um projeto também patrocinado pela Chesf, cujo objetivo é desenvolver e construir um reformador de etanol para produção de hidrogênio.

Também por intermédio desse laboratório, o Cepel integra a Rede de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) em Células a Combustível do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), por meio da qual participa de projetos relativos ao estudo do comportamento de placas bipolares revestidas e ao aproveitamento do rejeito térmico dos sistemas de reforma e de geração.

Dessa forma, o laboratório encontra-se plenamente inserido na P&D de sistemas completos de geração de energia elétrica à base de células a combustível, incluindo-se a produção de hidrogênio a partir de combustíveis primários (gás natural) e de biomassa (etanol), bem como avaliação técnico-econômica de sistemas de geração de energia com células a combustível e tecnologias do hidrogênio.

2.3.4.8 - Campos Eletromagnéticos

Ao longo das últimas décadas, a preocupação de setores da sociedade com possíveis efeitos da exposição humana a campos eletromagnéticos manifestou-se por meio de ações e embargos judiciais, com conseqüentes atrasos no cronograma de obras e com possíveis riscos para a confiabilidade do sistema elétrico, além de prejuízos para a sociedade e a tranquilidade das pessoas. A busca por uma solução para estes questionamentos levou à elaboração de uma legislação federal (Lei 11934 / 2009), regulamentada em 2010 pela Aneel, com novas exigências para as empresas do Setor Elétrico Brasileiro.

Neste contexto, o Cepel vem tendo atuação ampla, em apoio ao Ministério de Minas e Energia - MME, às empresas Eletrobras e a todo o Setor Elétrico Brasileiro. Como integrante do Conselho Consultivo da Organização Mundial de Saúde (OMS), representando o MME, o Cepel participa das definições do plano de pesquisa em campos eletromagnéticos e da definição dos limites de campos recomendados pela OMS.

O Cepel desenvolve metodologias de medição e simulação de campos, que permitem avaliar a compatibilidade das instalações do sistema elétrico brasileiro de acordo com as diretrizes e normas referendadas pela OMS, e determinadas pela regulamentação da Aneel. Recentemente, como forma de atender a demanda das empresas de todo o Brasil e sob orientação do MME, o Cepel promoveu treinamentos para técnicos das Empresas Eletrobras e do setor, capacitando-os em cálculo e medições de campos em usinas, linhas de transmissão e subestações.

2.3.4.9 - Metodologias e ferramentas computacionais para avaliação de integridade estrutural

O Cepel possui relevante atuação na geração de conhecimento para atender ao parque termelétrico brasileiro. Com a conclusão do projeto Diatérmica, que consistiu no desenvolvimento de um software de medição e diagnóstico da condição operacional de equipamentos de geração termelétrica, integrado a metodologias de avaliação de integridade estrutural, o Centro partiu para novos desafios, a partir dos projetos Monitermo e Turbodiag.

As turbinas de geração termelétricas são equipamentos com um elevado grau de complexidade, e são sujeitas a grandes solicitações térmicas e dinâmicas.

O projeto Monitermo consiste em um aprimoramento do seu projeto antecessor, o Diatérmica, e busca monitorar em campo não apenas temperatura, pressão e parâmetros de processo nas tubulações, mas também a taxa de deformação. A partir dessa taxa, é possível obter resultados muito mais precisos a respeito da vida residual de equipamentos. A medição de taxas de deformação em altas temperaturas é um grande desafio tecnológico, que vem sendo enfrentado por centros de excelência de renome internacional, como o Eprí e a Nasa. O Cepel é o único centro de pesquisa no Brasil com resultados consistentes nessa linha.

O Turbodiag visa ao desenvolvimento de uma nova ferramenta computacional voltada para monitoração e diagnóstico de turbinas de geração termelétrica. Esse projeto une os conhecimentos adquiridos pelo Centro ao longo de 15 anos, nas áreas de avaliação de integridade estrutural em usinas térmicas e de monitoração e diagnóstico em geradores de usinas hidráulicas.

Esses projetos estão sendo executados por meio de parceria com a Eletrobras, Chesf, Eletronorte, Furnas, CGTEE e Tractebel. As instalações dos sistemas de monitoração da taxa de deformação referentes ao projeto Monitermo foram realizadas, nessa etapa experimental, na Usina Presidente Médici, pertencente à CGTEE, ao passo que o sistema-piloto de monitoração de turbinas, gerado no escopo do projeto Turbodiag, será instalado na Usina de Jorge Lacerda, pertencente à Tractebel.

Os projetos devem trazer considerável redução dos custos de manutenção, em virtude do aumento do espaçamento entre as paradas para manutenção preditiva, pois, em geral, esta apresenta caráter extremamente conservador, dado o desconhecimento dos estágios pontuais da degradação dos materiais envolvidos, quando da ausência de aplicação de técnicas como as desenvolvidas pelo Cepel. Outro benefício dos projetos é a redução do número de paradas não-programadas das usinas de geração termelétrica, uma vez que a manutenção corretiva se torna muito menos freqüente pela monitoração e pela previsão acurada da degradação de cada componente.

2.3.4.10 - Medição e Gerenciamento de Energia

Dentre as pesquisas do Cepel no segmento de distribuição de energia elétrica encontra-se o desenvolvimento de novas alternativas em equipamentos e sistemas para medição e gerenciamento de energia elétrica, que já resultou em diversas soluções inovadoras, objeto inclusive de patentes depositadas e concedidas no Brasil e no exterior.

Dentre estas inovações, destacam-se a medição centralizada, o medidor para medição direta de correntes de até 800A, o sistema de telecomando para gerenciamento de cargas e tarifas, o medidor de Ampère-hora e, a mais recente, os transformadores de instrumento auto-monitorados.

Atualmente, o Cepel dedica grande parte de seus esforços na pesquisa e na consolidação de uma infra-estrutura laboratorial para desenvolvimento e avaliação de soluções relacionadas ao conceito de “Redes Elétricas Inteligentes” em Distribuição (Smart Grids). Neste contexto, o Cepel, em apoio à Eletrobras, participa do projeto para aplicação deste conceito na cidade de Parintins, na região norte do Brasil, com vistas à criação de um modelo de referência a ser aplicado nas Empresas de Distribuição da Eletrobras. Além disso, integra o grupo de trabalho no MME para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para implantação de um programa brasileiro de Redes Elétricas Inteligentes para a Distribuição

2.4 Desempenho Orçamentário e Financeiro

2.4.1 Programação Orçamentária das Despesas

2.4.2 Execução Orçamentária das Despesas

ELETROBRAS

Resultado Primário

Em 30 de dezembro de 2010 foi sancionada a Lei nº 12.377 alterando o artigo 2º e o anexo IV da Lei nº 12.017, de 12 de agosto de 2009, que dispõe sobre as diretrizes para a elaboração e a execução da Lei Orçamentária de 2010 e o artigo 2º e o anexo III da Lei 12.309, de 9 de agosto de 2010, que dispõe sobre as diretrizes para a elaboração e a execução da Lei Orçamentária de 2011. Dessa forma, excluiu-se as empresas do Sistema Eletrobras da meta do Resultado Primário nos exercícios de 2010 e 2011.

XIII) Resultado Primário

Período	Resultado	R\$ milhões
2010	Deficit	-2.759
2009	Deficit	-1.007
2008	Superavit	2.572
2007	Superavit	2.783

XIV) Programa de Dispêndios Globais – PDG

Valores em Reais

REALIZADO	Dados Definitivos		Var. %
	2009	2010	10/09
DISPÊNDIOS DE CAPITAL	5.030.692.653	6.385.291.082	26,93
Investimento	51.997.891	85.021.899	63,51
Inversões Financeiras	627.967.512	2.430.027.648	286,92
Amortização de Principal	953.935.704	864.888.461	-9,33
Operações Externas	160.908.180	224.964.966	39,81
Outras Fontes	793.027.524	639.923.495	-19,31
Concessão de Empréstimos e Financiamentos	2.655.281.961	3.005.353.074	13,18
Dividendos	741.509.585		
DISPÊNDIOS CORRENTES	1.123.114.131	1.219.098.488	8,55
Pessoal e Encargos Sociais	232.121.915	237.781.322	2,44
Juros e Outros	526.472.867	651.416.075	23,73
Operações Externas	167.642.902	278.911.798	66,37
Outras Fontes	358.829.965	372.504.277	3,81
Outros Dispêndios Correntes	364.519.349	329.901.091	-9,50

CEPEL

XV) Programa de Dispêndios Globais – PDG

DISPÊNDIOS	Revisão - PDG Aprovada	Até Dezembro 2010	SALDO	%
	(A)	(B)	(A-B)	(B/A)
DISPÊNDIO DE CAPITAL	33.459.241	16.115.073	17.344.168	48,2%
- INVESTIMENTOS	33.459.241	16.115.073	17.344.168	48,2%
DISPÊNDIOS CORRENTES	180.126.522	171.445.902	8.680.619	95,2%
- PESSOAL E ENCARGOS	114.521.780	108.793.073	5.728.707	95,0%
- MATERIAIS E PRODUTOS	2.458.073	1.865.781	592.293	75,9%
- SERVIÇOS DE TERCEIROS	34.621.511	33.186.456	1.435.055	95,9%
- UTILIDADES E SERVIÇOS	7.014.195	7.187.307	(173.112)	102,5%
- TRIB. E ENC. PARAFISCAIS	2.340.906	1.242.987	1.097.918	53,1%
- JUROS E OUTROS	1.110.226	1.110.266	(40)	100,0%
- OUTROS DISPÊNDIOS	18.059.831	18.060.032	(201)	100,0%
TOTAL DE DISPÊNDIOS	213.585.762	187.560.975	26.024.788	88%

Despesa por Modalidade de Contratação

Apesar da Eletrobras e do Cepel não se enquadrarem a este item no que tange a quesitos de despesa empenhada e despesa liquidada, apresentamos os valores contratados por modalidade em cada ano.

ELETROBRAS

XVI) Despesas por Modalidade de Contratação

Modalidade de Contratação	Despesa Paga	
	2009	2010
Licitação		
Convite	234.200,00	259.750,00
Tomada de Preços	479.400,00	951.500,00
Concorrência	37.150.605,80	-
Pregão	27.177.100,28	42.058.450,56
Concurso	-	-
Consulta	-	-
Contratações Diretas		
Dispensa	30.836.256,58	21.875.434,50
Inexigibilidade	2.030.475,76	6.036.342,95

CEPEL

XVII) Despesas por Modalidade de Contratação

Modalidade de Contratação	Despesa Paga	
	2009	2010
Licitação		
Convite	242.259,44	-
Tomada de Preços	857.949,43	1.077.582,70
Concorrência	1.750.359,62	-
Pregão	13.821.050,22	20.709.968,40
Concurso	-	-
Consulta	-	-
Contratações Diretas		
Dispensa	6.709.515,83	13.184.403,49
Inexigibilidade	2.528.856,08	1.378.156,01
Regime de Execução Especial		
Suprimento de Fundos	-	-
Pagamento de Pessoal		
Pagamento em Folha	96.175.457	129.036.321
Diárias	86.283	75.300
Outras		

Fonte: A informação tem como base a emissão do Contrato ou Pedido de Fornecimento

2.4.3 Indicadores Institucionais

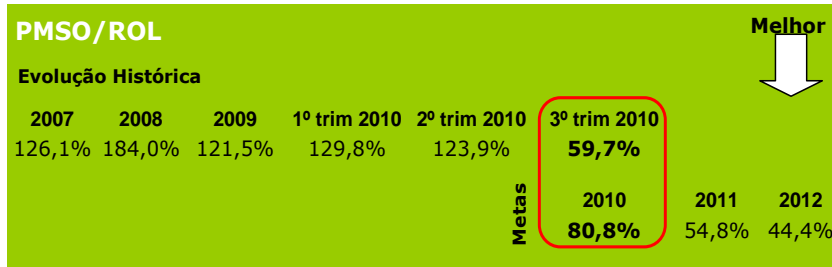
Ao longo do ano de 2009, a Eletrobras, sob as orientações do seu Conselho de Administração, implantou junto a todas as empresas componentes do Sistema Eletrobras - geradoras, transmissoras e distribuidoras - um conjunto de indicadores que englobam desde aspectos econômicos financeiros a sócio-ambientais, passando pelos ambientais.

Esses indicadores foram materializados num contrato pactuado entre a Eletrobras e suas empresas, que foi denominado Contrato de Melhorias do Desempenho Empresarial – CMDE.

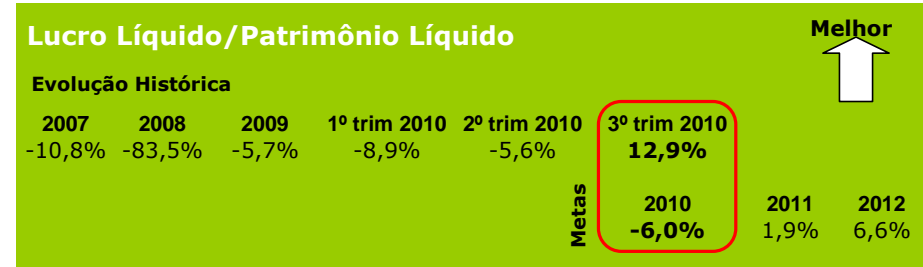
Abaixo apresentamos os resultados das Controladas do ramo de Geração e Transmissão com dados realizados até o 3º Trimestre de 2010. Isto se deve ao fechamento tardio das Demonstrações Financeiras das Empresas Eletrobras, em função de uma série de alterações na legislação e adaptações as instruções Comitê de Pronunciamentos Contábeis.

XVIII) Demonstrativos dos Indicadores do CMDE das Empresas Controladas:

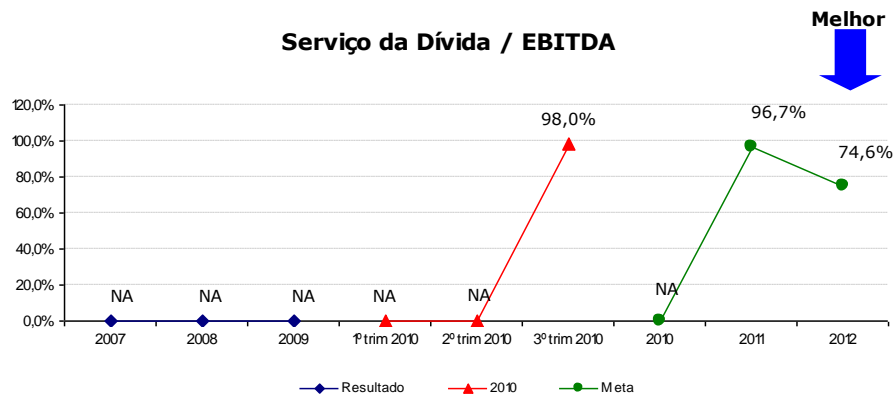
Eletrobras CGTEE



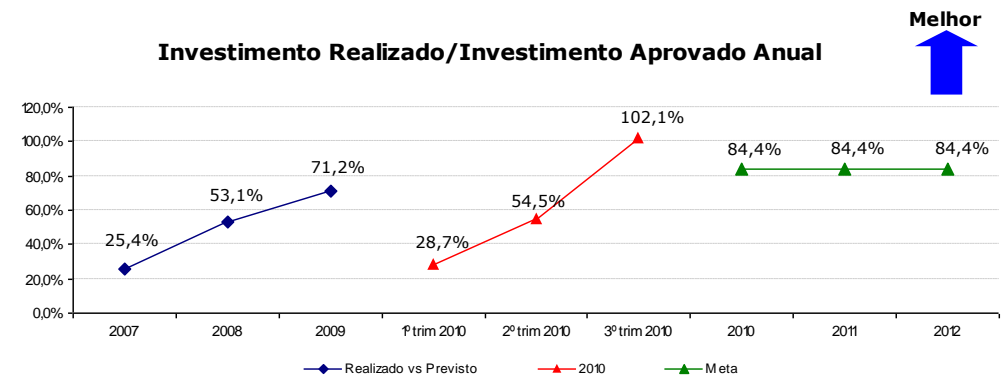
Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 78,3%.



Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 3,9%

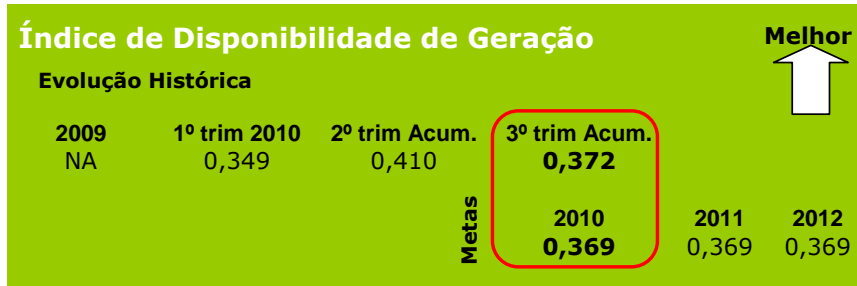


Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 159,5%
 Serv. da Dívida 3º trim acumulado 2010 = R\$ 102,7 milhões
 EBITDA 3º trim acumulado 2010 = R\$ 64,4 milhões

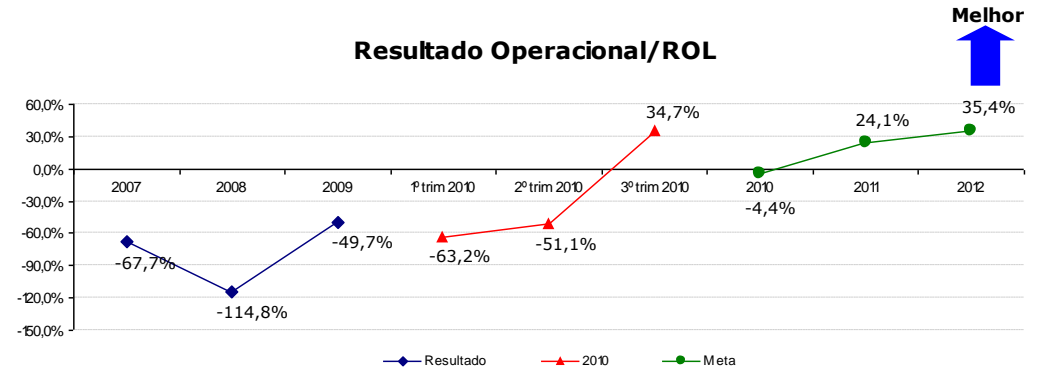


Nota: Investimento Realizado Acumulado / Investimento Aprovado até o 3º trimestre 2010 = 104,1%

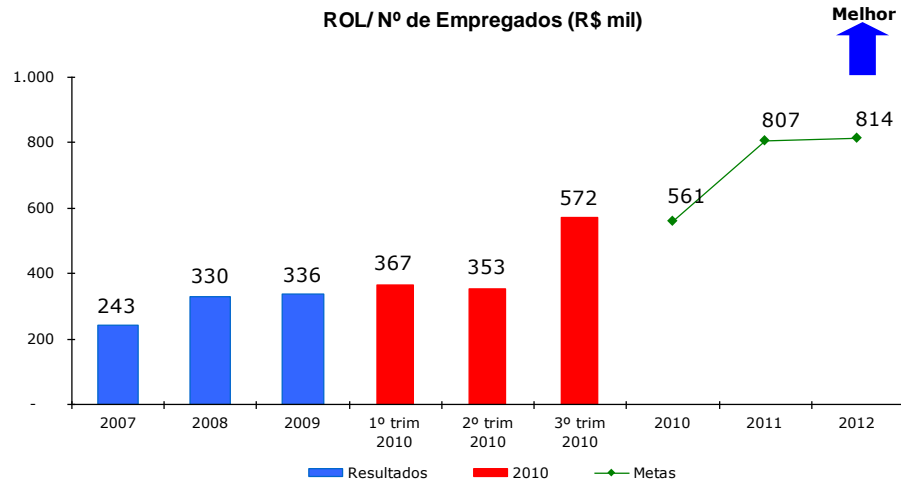
Indicadores Operacionais



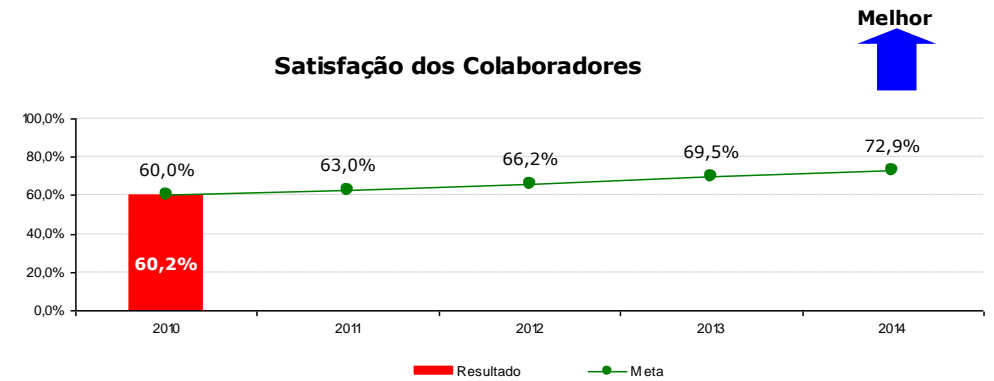
Nota: 3º trimestre 2010 = 0,299



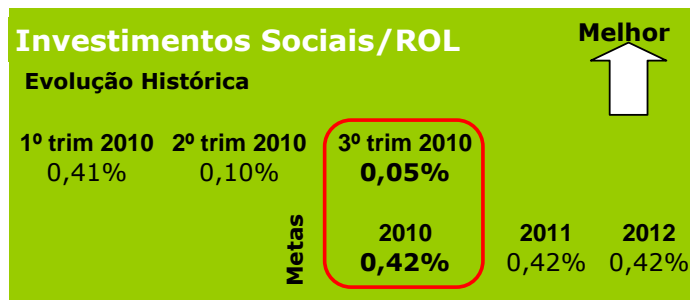
Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 9,3%.



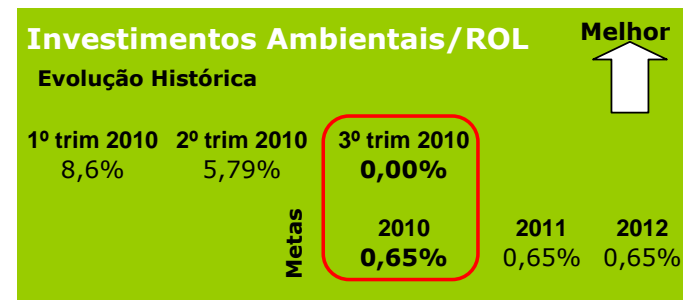
Nota: Para a avaliação do indicador, a ROL utilizada é a projetada para o ano.



Indicadores Socioambientais



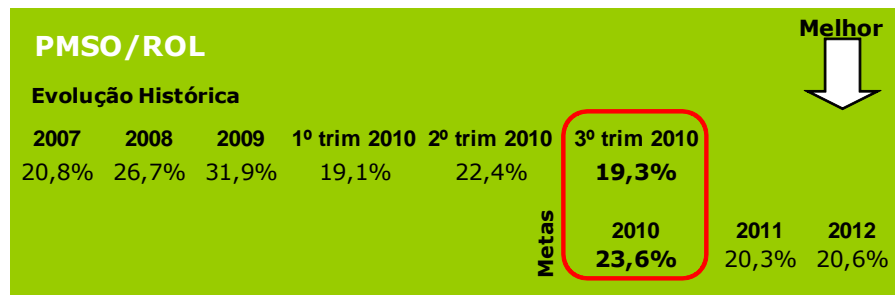
Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 0,10%.



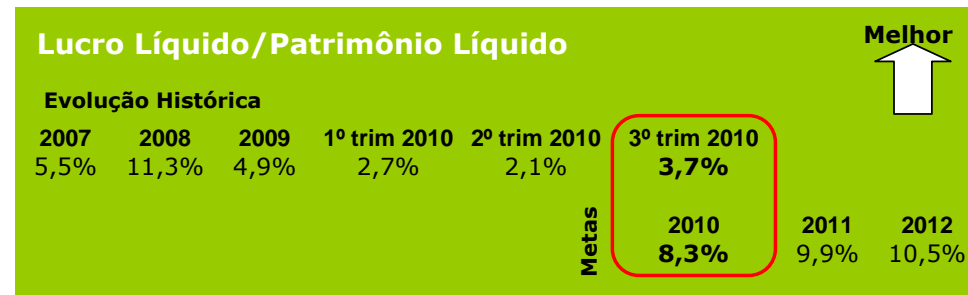
Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 1,96%.

Eletrobras Chesf

Indicadores Econômico-Financeiros

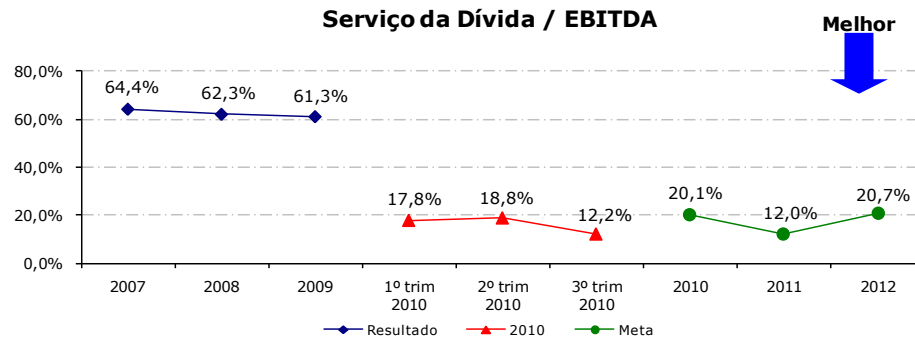


Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 20,1%.

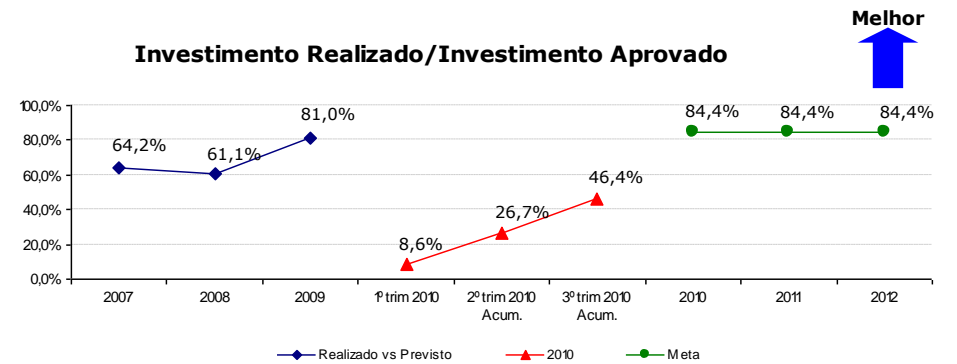


Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 8,3%.

Indicadores Econômico-Financeiros

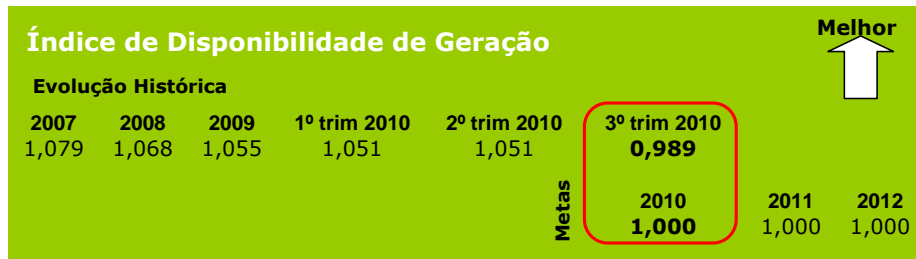


Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 15,0%.

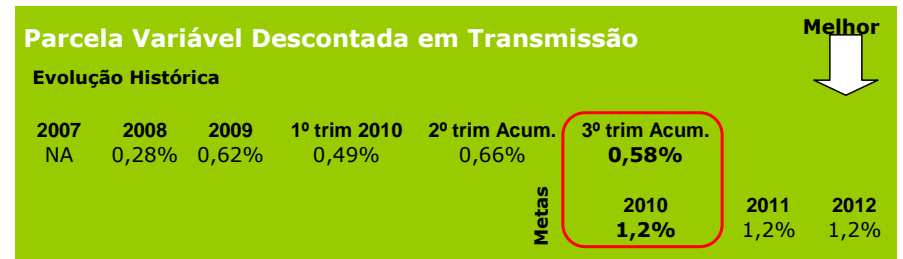


Nota: 3º trimestre 2010 = 64,8%.

Indicadores Operacionais

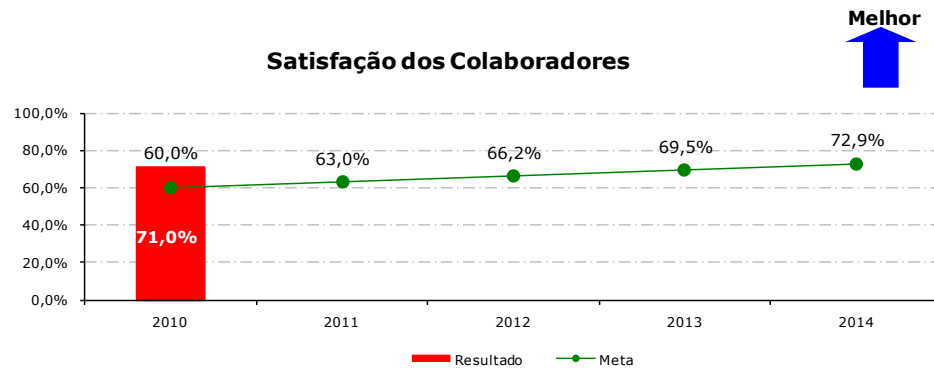
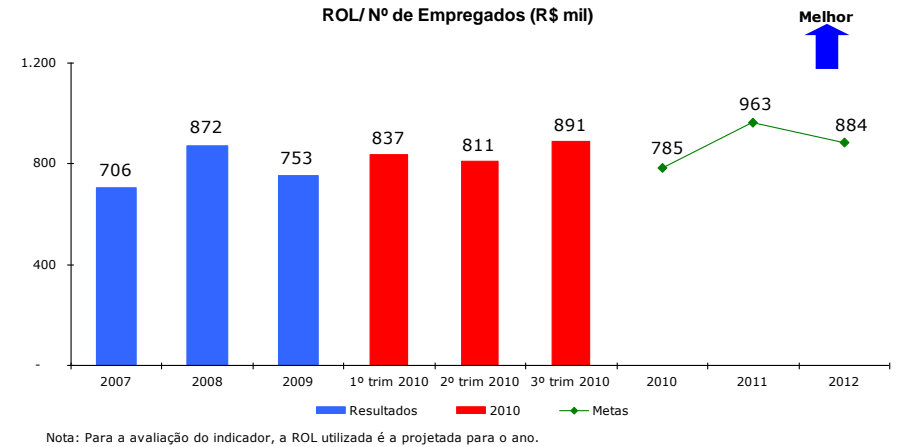
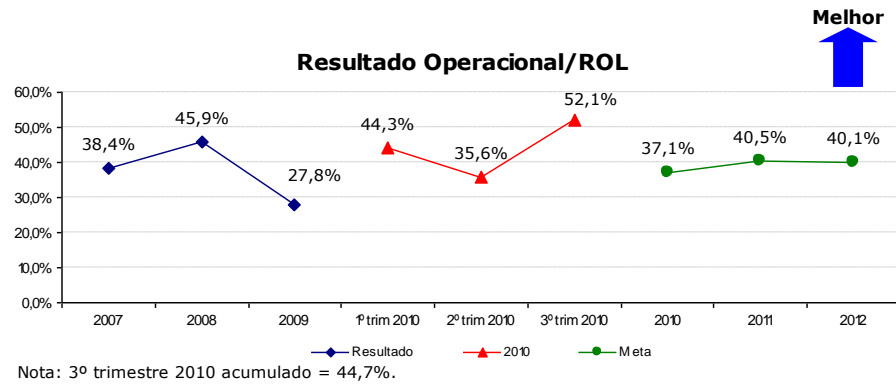


Nota: O resultado do indicador é acumulado janeiro-setembro

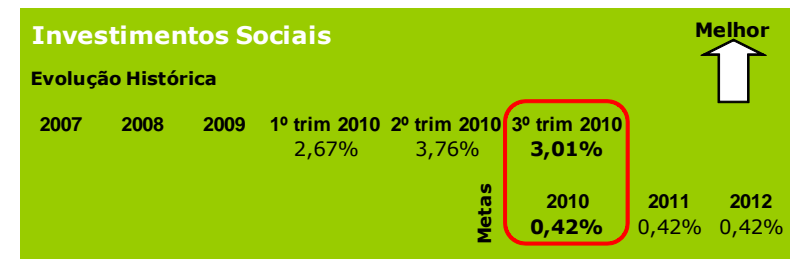


Nota: 3º trimestre = 0,41%.

Indicadores Operacionais

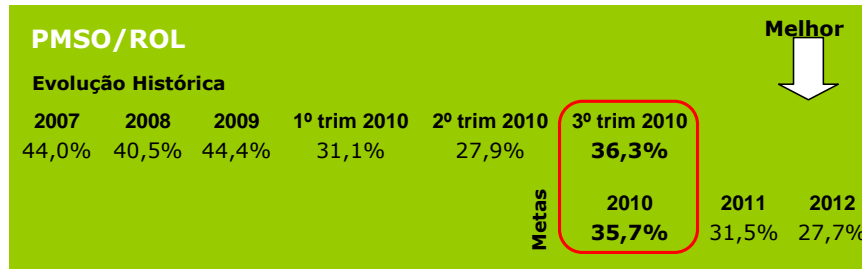


Indicadores Socioambientais

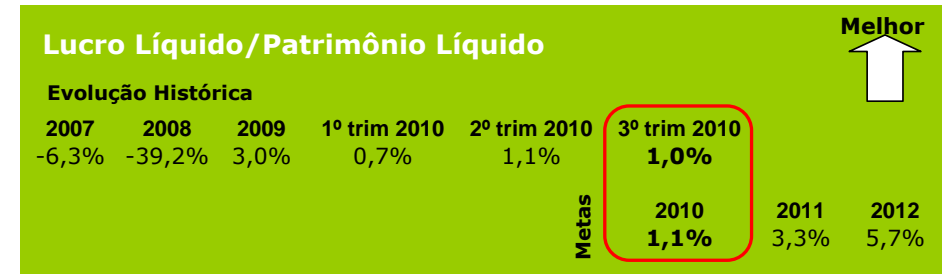


Eletrobras Eletronorte

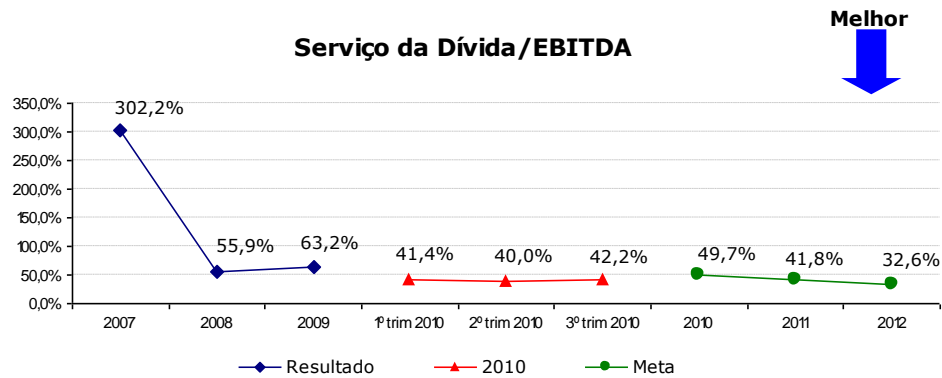
Indicadores Econômico-Financeiros



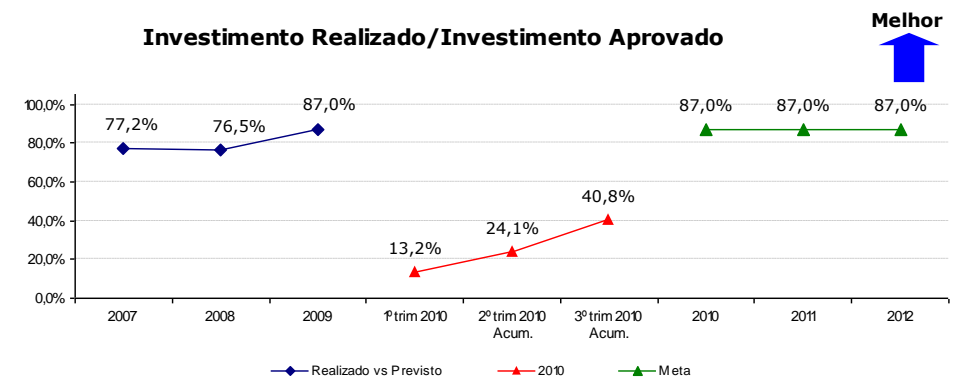
Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 31,7%.



Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 2,8%.



Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 41,1%.

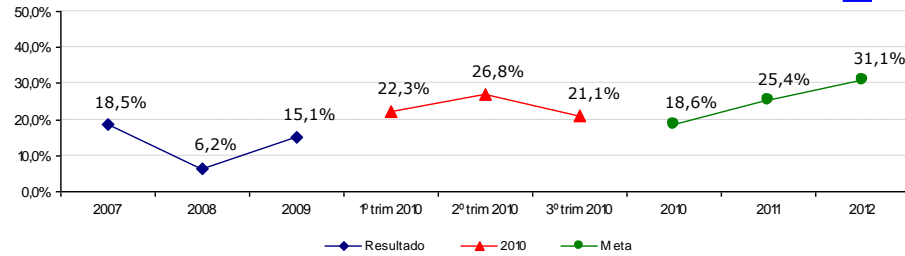


Nota: Investimento Realizado Acumulado / Investimento Aprovado até o 3º trimestre 2010 = 58,9%

Indicadores Operacionais

Resultado Operacional/ROL

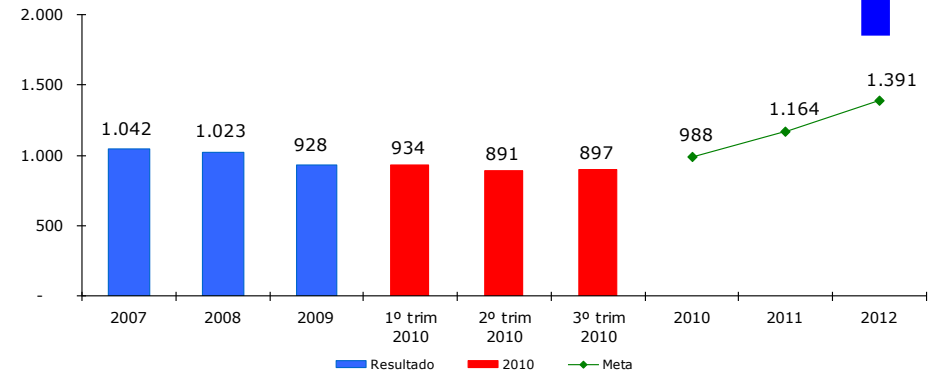
Melhor ↑



Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 23,5%

ROL/Nº de Empregados (R\$ mil)

Melhor ↑



Nota: Para a avaliação do indicador, a ROL utilizada é a projetada para o ano.

Índice de Disponibilidade de Geração

Evolução Histórica

Melhor ↑

Ano	2008	2009	1º trim 2010	2º trim Acum.	3º trim Acum.	2010	2011	2012
Resultado	NA	NA	1,043	1,047	1,046			
Metas					1,000	1,000	1,000	

Nota: 3º trimestre = 1,049

Parcela Variável Descontada em Transmissão

Evolução Histórica

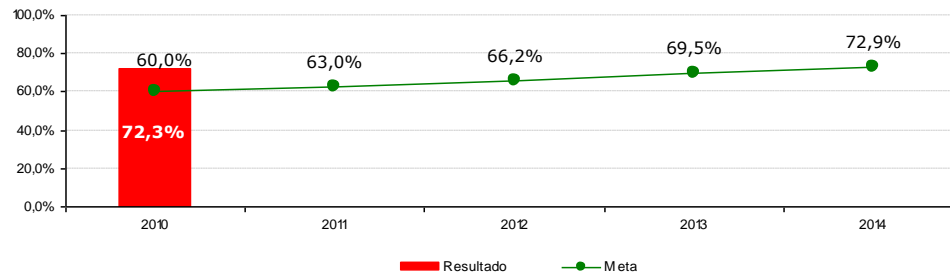
Melhor ↓

Ano	2008	2009	1º trim 2010	2º trim 2010	3º trim 2010	2010	2011	2012
Resultado	0,53%	0,92%	1,20%	1,60%	1,23%			
Metas					1,50%	1,50%	1,50%	

Nota: O resultado do indicador é acumulado janeiro-setembro

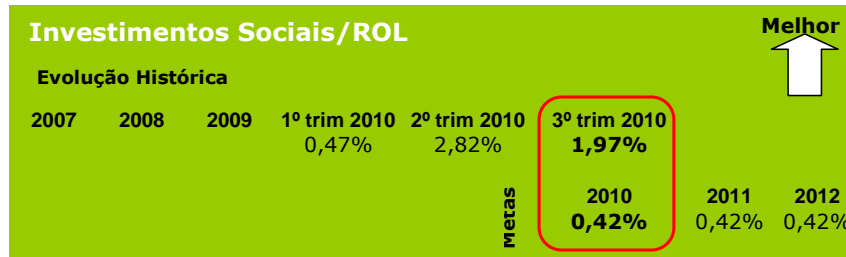
Satisfação dos Colaboradores

Melhor ↑

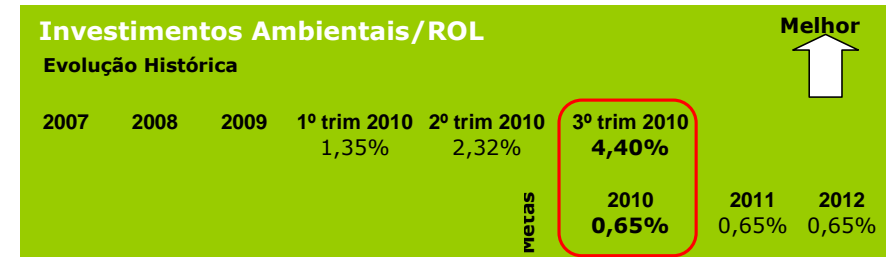


Eletrobras Eletronorte

Indicadores Socioambientais



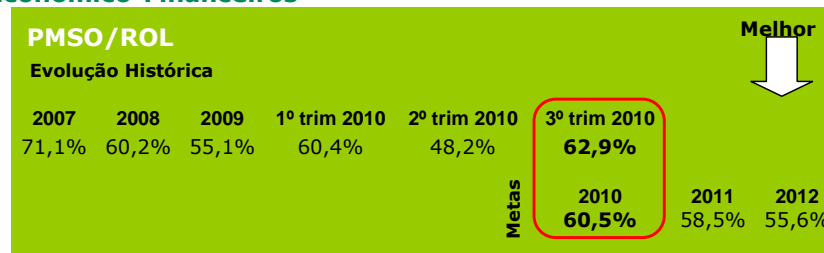
Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 1,78%.



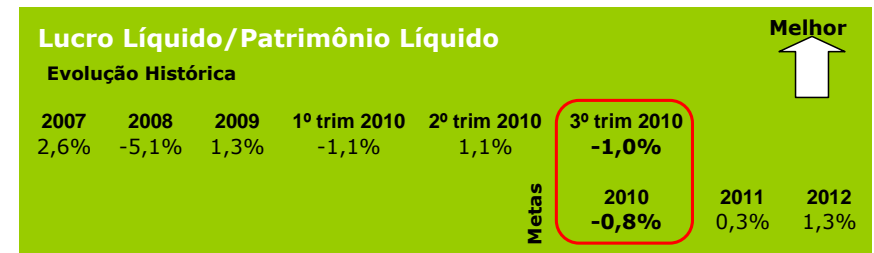
Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 2,68%.

Eletrobras Eletronuclear

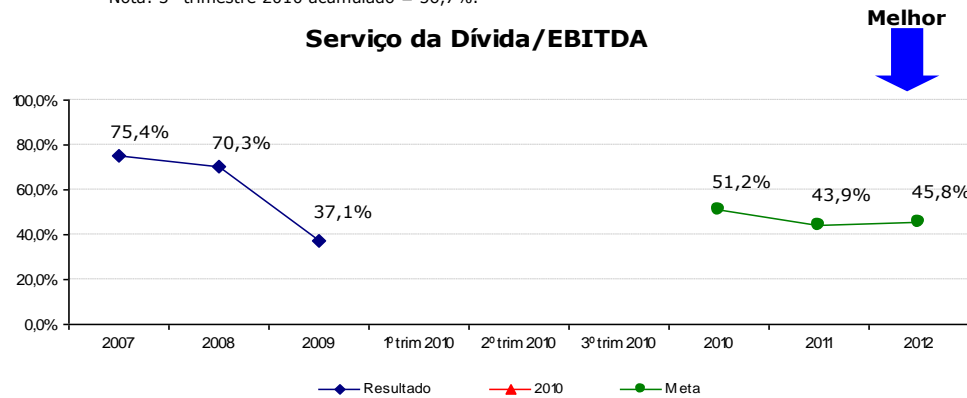
Indicadores Econômico-Financeiros



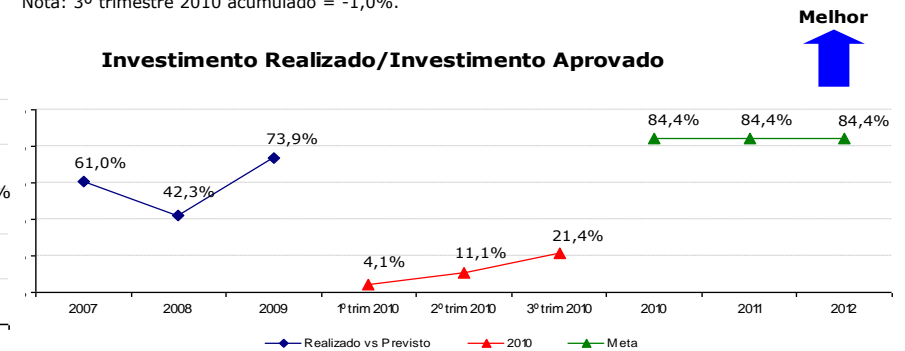
Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 56,7%.



Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = -1,0%.



Nota: A empresa não informou o cálculo revisado do indicador nos trimestres.
3º trimestre 2010 acumulado = 26,2%.



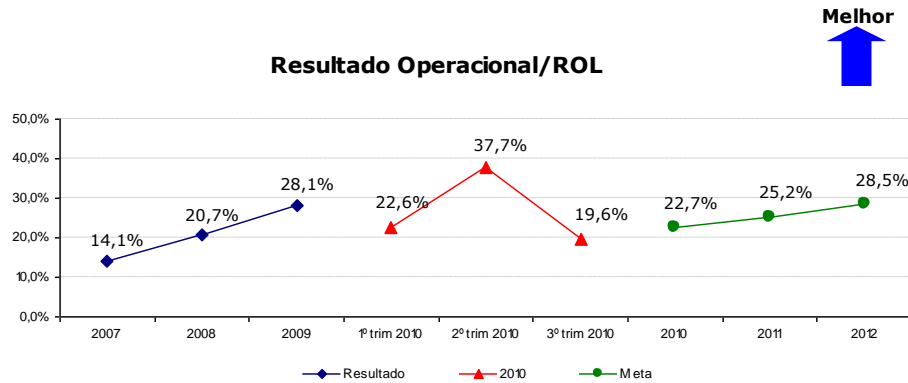
Nota: Investimento Realizado Acumulado / Investimento Aprovado até o 3º trimestre 2010 = 30,7%.

Indicadores Operacionais



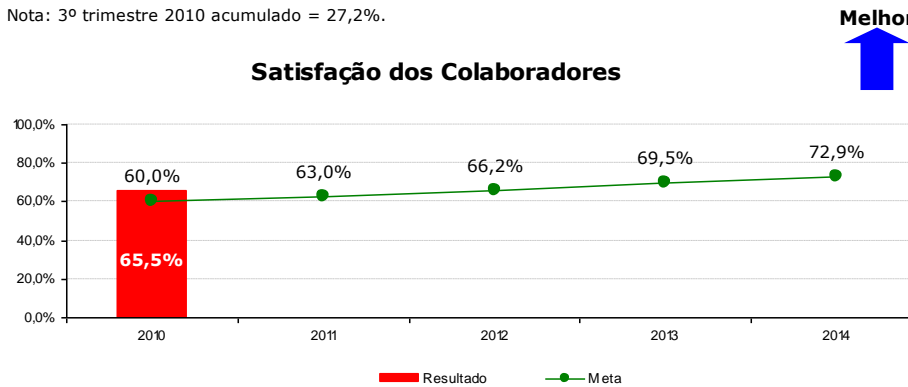
Nota: O resultado do indicador é acumulado janeiro-setembro

Resultado Operacional/ROL

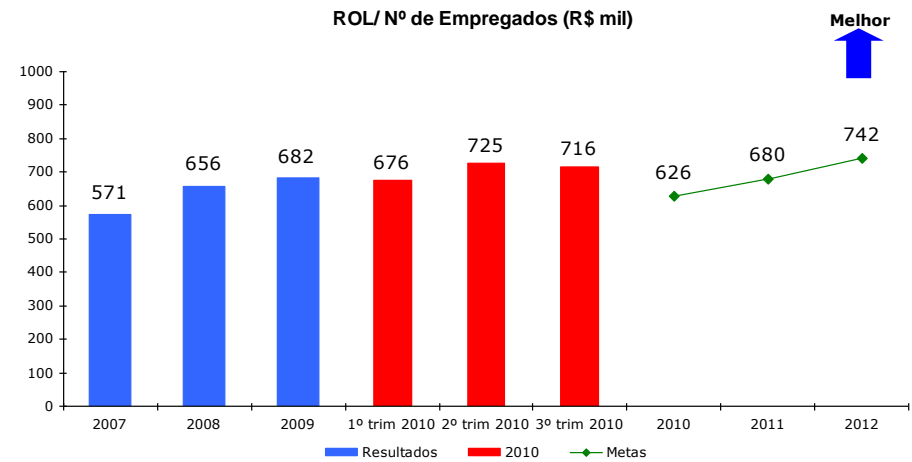


Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 27,2%.

Satisfação dos Colaboradores

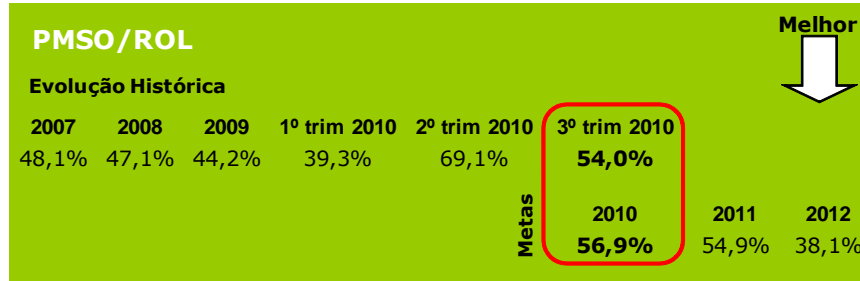


ROL/Nº de Empregados (R\$ mil)

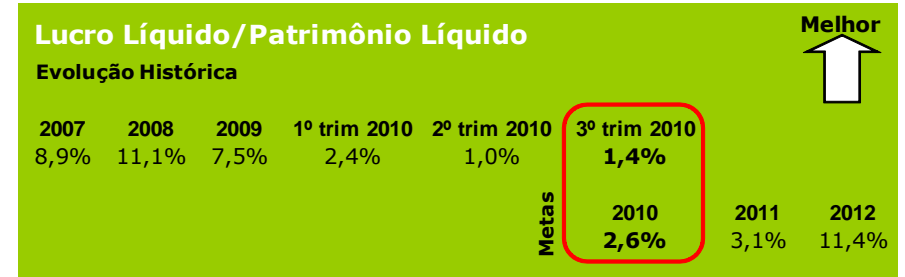


Nota: Para a avaliação do indicador, a ROL utilizada é a projetada para o ano.

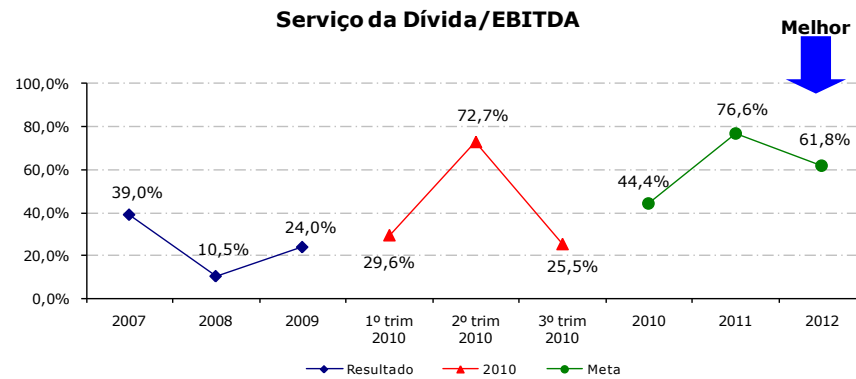
Indicadores Econômico-Financeiros



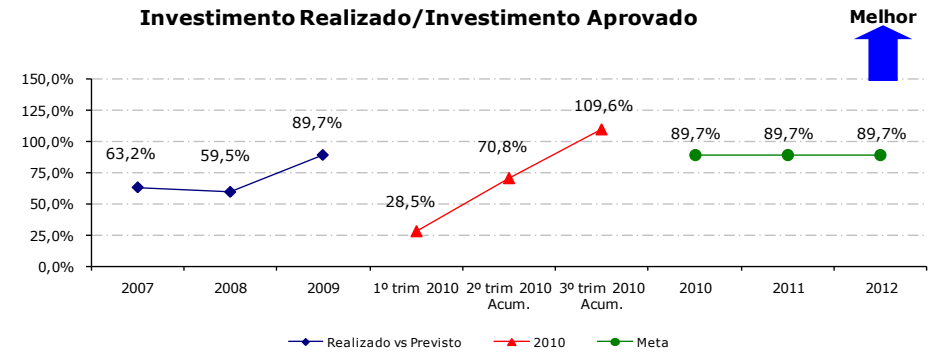
Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 52,9%.



Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 4,6%.

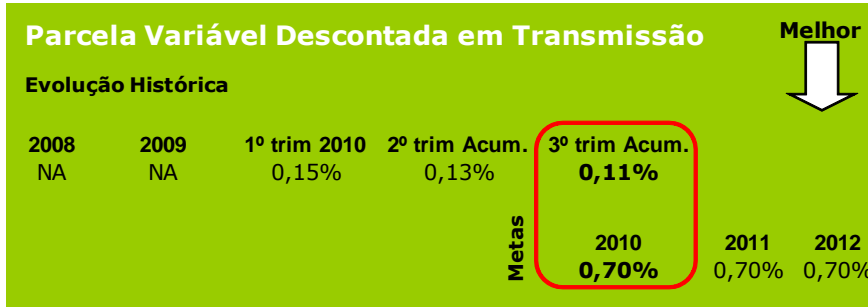


Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 38,5%.

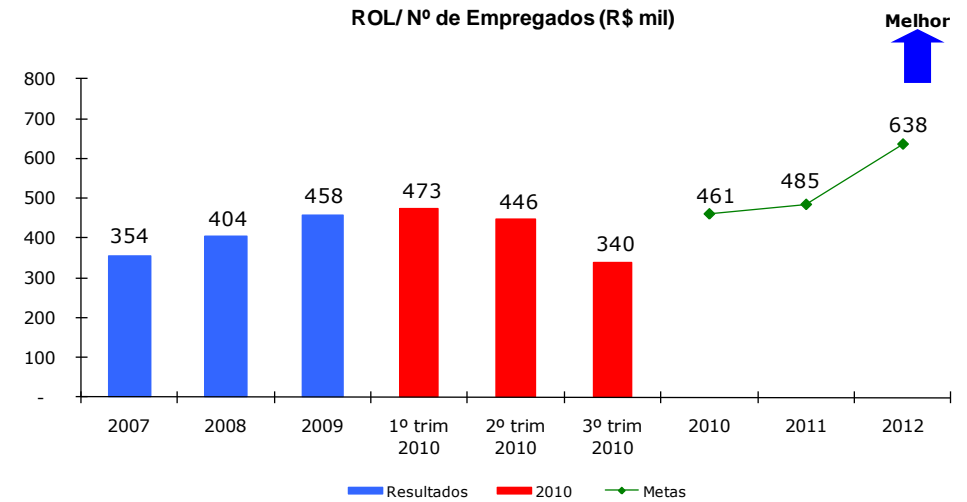


Nota: Investimento Realizado Acumulado / Investimento Aprovado até o 3º trimestre 2010 = 119,2%

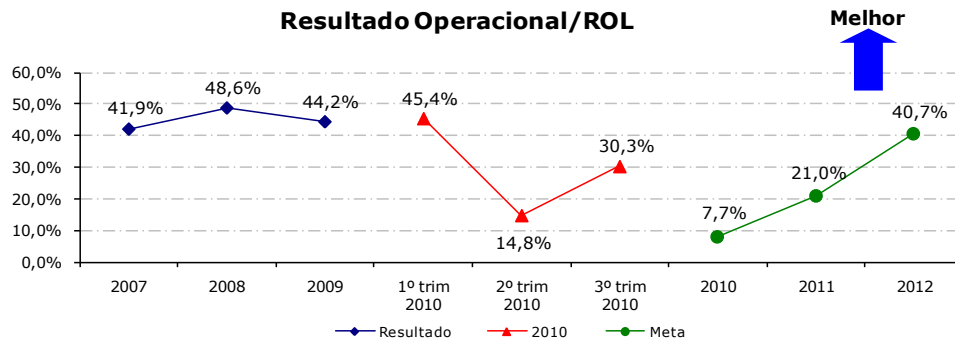
Indicadores Operacionais



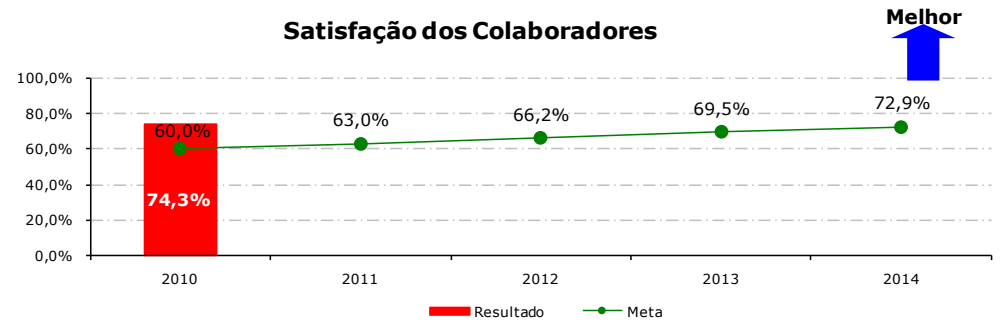
Nota: 3º trimestre 2010 = 0,08%.



Nota: Para a avaliação do indicador, a ROL utilizada é a projetada para o ano.

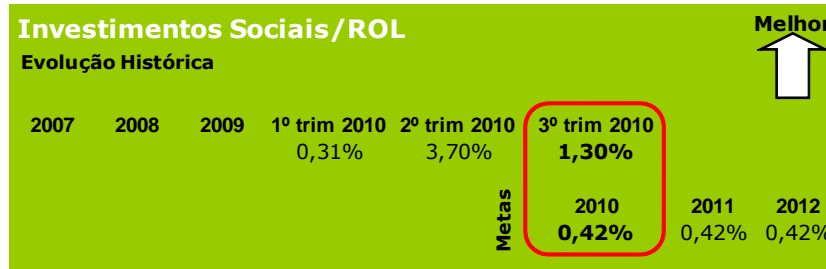


Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 31,4%.

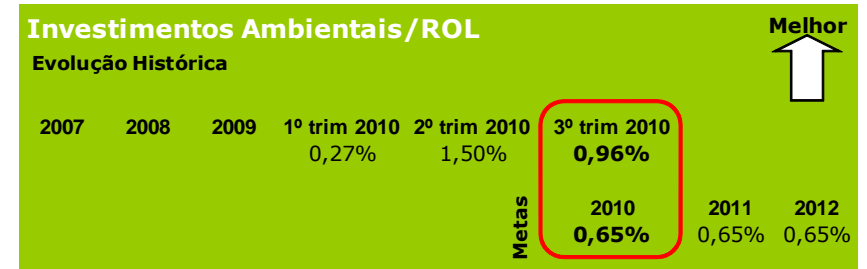


Eletrobras Eletrosul

Indicadores Socioambientais



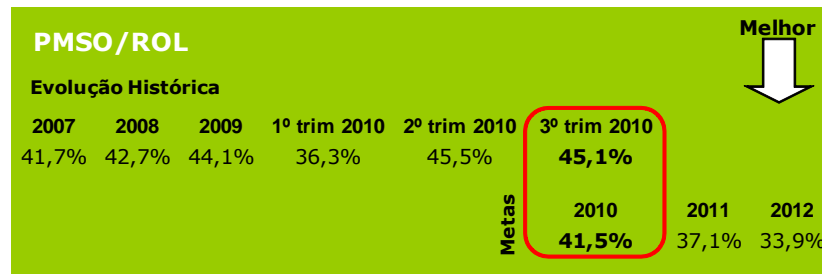
Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 1,60%.



Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 0,86%.

Eletrobras Furnas

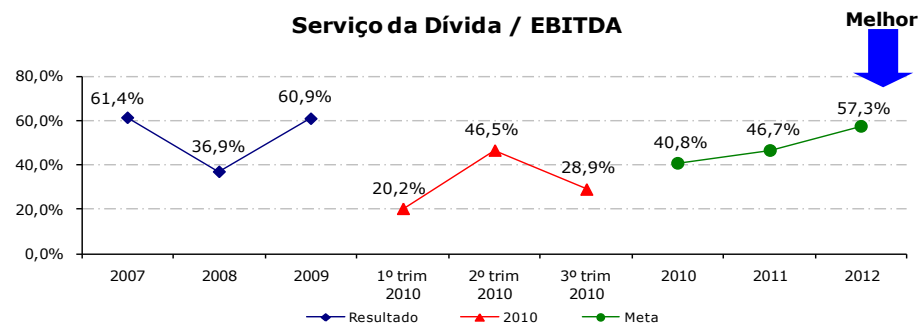
Indicadores Econômico-Financeiros



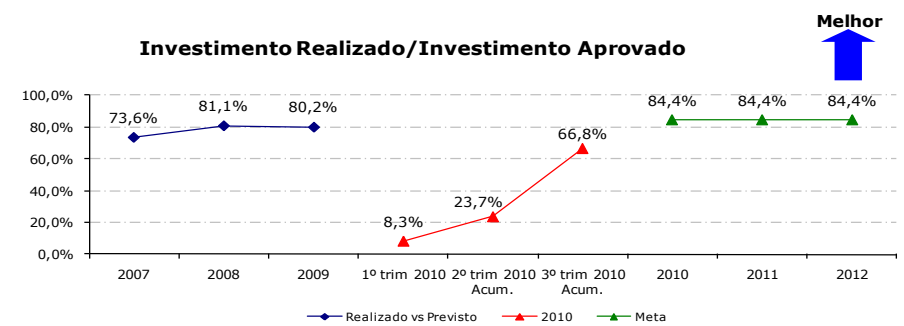
Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 42,2%.



Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 2,8%.



Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 28,8%.



Nota: Investimento Realizado Acumulado / Investimento Aprovado até o 3º trimestre 2010 = 89,1%

Indicadores Operacionais

Índice de Disponibilidade de Geração

Evolução Histórica

2007	2008	2009	1º trim 2010	2º trim 2010	3º trim 2010			
0,966	0,954	0,943	0,941	0,939	0,937			
						2010	2011	2012
						0,935	0,935	0,935

Metas



Nota: O resultado do indicador é acumulado janeiro-setembro

Parcela Variável Descontada em Transmissão

Evolução Histórica

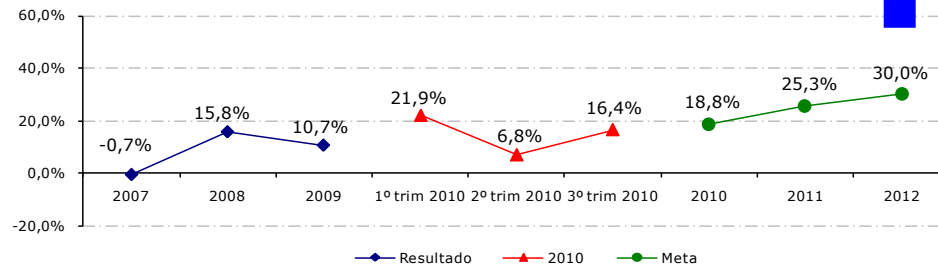
2007	2008	2009	1º trim 2010	2º trim Acum.	3º trim Acum.			
NA	0,56%	1,29%	1,82%	2,59%	2,15%			
						2010	2011	2012
						2,00%	2,00%	2,00%

Metas



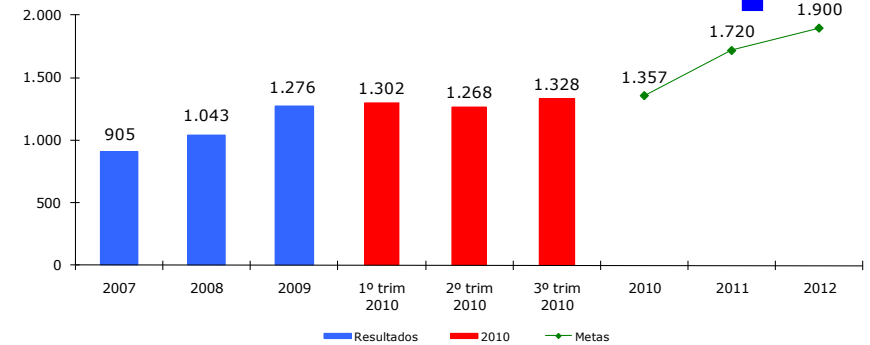
Nota: 3º trimestre 2010 = 1,28%.

Resultado Operacional/ROL



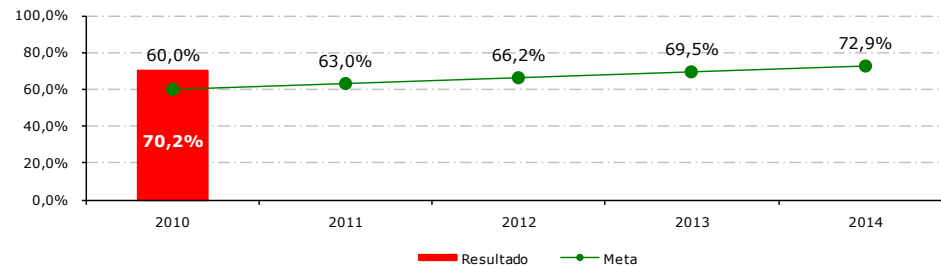
Nota: 3º trimestre 2010 acumulado = 15,3%.

ROL/ Nº de Empregados (R\$ mil)



Nota: Para a avaliação do indicador, a ROL utilizada é a projetada para o ano.

Satisfação dos Colaboradores



Eletrobras alcançou um lucro de R\$ 2.247 milhões em 2010, equivalente a R\$ 1,99 por ação. No mesmo período do exercício de 2009 a empresa lucrou R\$ 911,5 milhões, equivalente a R\$ 0,80 por ação, o que representa um crescimento de 147% no seu resultado anual.

A receita financeira líquida, fundamentalmente decorrentes dos financiamentos e empréstimos concedidos geraram um ganho de R\$ 2.157 milhões, representando, no entanto, uma queda de 44% no nível das receitas dessa natureza em relação ao exercício anterior.

Nos 12 meses de 2010, a Eletrobras registrou perda cambial de R\$ 431 milhões, contra uma perda de R\$ 4.019 milhões no exercício de 2009. No tocante às variações monetárias decorrentes dos níveis internos de preços, no exercício de 2010 a Companhia verificou um ganho de R\$ 616 milhões, enquanto que, em 2009, foi apurado um ganho de R\$ 356 milhões.

XIX) Lucro Líquido Consolidado (Eletrobras e Controladas)

Empresas Eletrobras	2010/R\$ milhões	2009/R\$ milhões
Eletrobras Holding	2.248	911
Eletrobras Eletronorte	140	585
Eletrobras Eletronuclear	-135	218
Eletrobras Eletropar	23	17
Eletrobras Eletrosul	68	214
Eletrobras Furnas	636	358
Eletrobras CGTEE	41	128
Eletrobras Chesf	2.177	906
Itaipu	441	670
Amazonas Energia	-1.315	-225
ED Alagoas	-43	34
ED Rondônia	14	-10
ED Piauí	-69	-111
ED Acre	13	-10

O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

XX) Receita Operacional

Consolidado	2010/R\$ milhões	2009/R\$ milhões
Eletrobras Holding	4.085	4.666
Eletrobras Furnas	6.835	6.112
Eletrobras Chesf	5.854	4.811
Eletrobras Eletrosul	1.063	953
Eletrobras Eletronorte	4.637	3.644
Eletrobras Eletropar	31	21
Eletrobras Eletronuclear	1.672	1.573
Eletrobras CGTEE	527	190
ED Alagoas	706	695
ED Rondônia	637	659
ED Piauí	851	549
ED Acre	193	198

O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

XXI) Receita Operacional Líquida

Receita Operacional Líquida - R\$ milhões			
	2010	2009	%
Operações com Energia Elétrica	25.549	21.935	16,48
Participações Societárias	670	1.571	-57,37
Outras	1.201	1.206	-0,48
Total	27.419	24.712	10,96

O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

XXII) Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	2010/R\$ milhões	2009/R\$ milhões
Eletrobras Holding	3.465	3.650
Eletrobras Furnas	5.802	5.612
Eletrobras Chesf	3.051	3.346
Eletrobras Eletrosul	811	571
Eletrobras Eletronorte	4.126	3.233
Eletrobras Eletropar	6	5
Eletrobras Eletronuclear	1.284	1.155
Eletrobras CGTEE	503	283
ED Alagoas	754	649
ED Rondônia	630	638
ED Piauí	901	595
ED Acre	173	198

O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

XXIII) Custos Não Controláveis

Custos não Controláveis/R\$ milhões			
	2010	2009	%
Energia elétrica comprada para revenda	4.315	3.581	20,49
Uso da rede elétrica	1.354	1.263	7,16
Remuneração e ressarcimento	1.087	1.188	-8,48
Resultado a compensar de Itaipu	441	670	-34,14
Total (1)	7.197	6.703	7,38

O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

XXIV) Custos Controláveis

Custos Controláveis/R\$ milhões			
	2010	2009	%
Pessoal, material e serviços	7.371	6.486	13,64
Combustível para produção de energia elétrica	744	756	-1,66
PASEP e COFINS	1.711	1.532	11,73
Depreciação e amortização	1.592	1.624	-1,96
Provisões operacionais	1.530	2.140	-28,54
Doações e contribuições	261	238	9,68
Construção	2.953	1.724	71,32
Outras	1.359	989	37,46
Total (2)	17.522	15.490	13,12
Total Geral	24.719	22.192	11,39

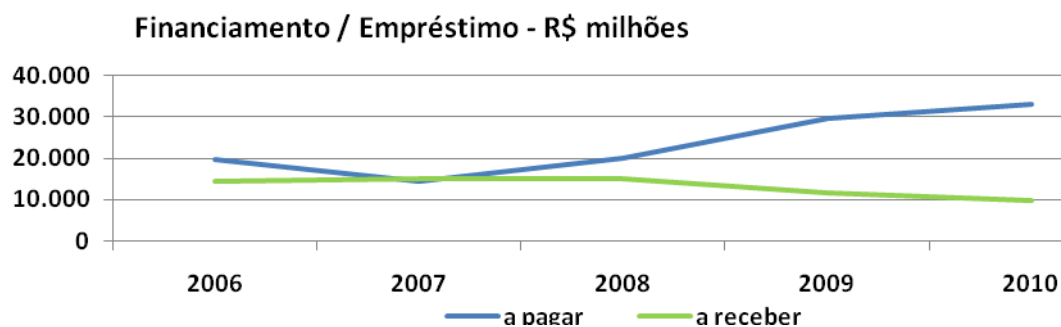
O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

XXV) Receita por Segmento de Negócio

Consolidado	2010/R\$ milhões	2009/R\$ milhões
Geração	18.016	16.041
Transmissão	5.833	4.589
Distribuição	2.913	2.498
Outros	657	1.584

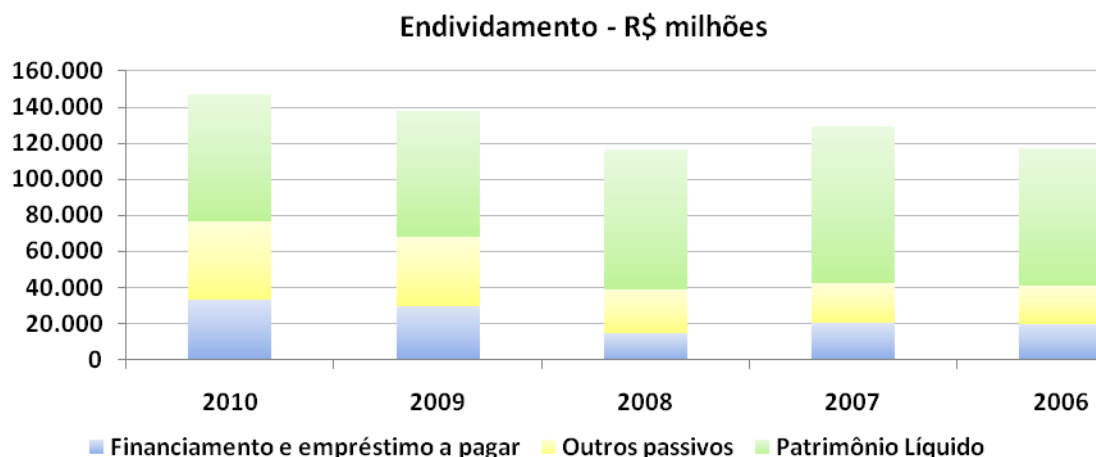
O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

XXVI) Estrutura de Capital e Endividamento Consolidado



O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

XXVII) Endividamento



O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

Em atendimento ao Acórdão TCU 1802/2003 Plenário, informamos no quadro os valores pagos a título de serviço da dívida oriundo da construção da conversora de Rivera para interligação energética entre Brasil e Uruguai.

XXVIII) Demonstrativo de Pagamentos à Rivera*

Pagamento de principal, juros, juros de mora e imposto de renda no âmbito do contrato UTE Rivera

Vencimento	Principal (R\$)	Juros (R\$)	Mora (R\$)	IR (R\$)
2004-2009	30.415.348,22	13.439.409,85	119.438,35	7.852.977,69
2010	2.122.183,98	545.455,99	-	472.700,85
TOTAL	32.537.532,20	13.984.865,84	119.438,35	8.325.678,54

*Resolução e Deliberação da Eletrobras que aprovaram esta operação anexas.

XXIX) Fluxo de Financiamentos

Fluxo do Financiamento – R\$ milhões					
	2012	2013	2014	2015	Após 2015
Endividamento	456	566	713	1.586	27.949

XXX) Financiamentos e Empréstimos Concedidos às Controladas

Empresas Eletrobras:	Saldo em 31/12/2010 (R\$ milhões)	Saldo em 31/12/2009 (R\$ milhões)
CGTEE	922	782
Chesf	156	254
Eletronorte	3.819	3.458
Eletronuclear	607	3.114
Eletrosul	780	670
Furnas	1.914	1.342
Itaipu	11.343	12.970
ED Alagoas	209	117
ED Rondônia	109	100
ED Piauí	355	316
ED Acre	65	25
Amazonas Energia	517	366

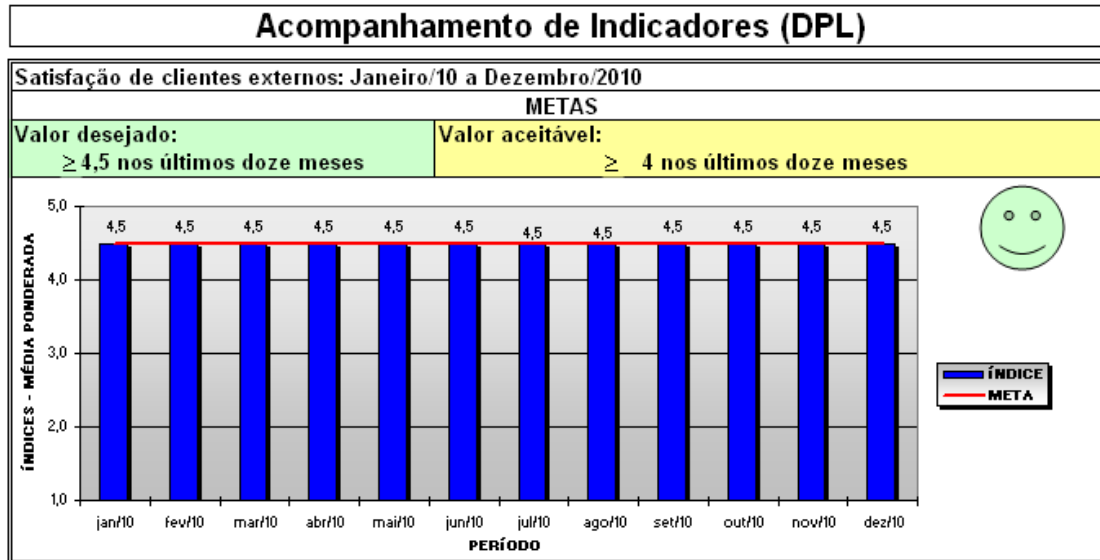
O resultado de 2009 foi alterado para refletir as modificações do IFRS e permitir a comparabilidade com o ano de 2010.

CEPEL

2.4.3.1. Índice De Satisfação Dos Clientes Externos

Os serviços prestados pelos laboratórios de ensaio e de calibração são avaliados por meio de uma pesquisa de satisfação de clientes externos, que tem como objetivo avaliar a satisfação de clientes e obter sugestões e críticas que permitam a constante melhoria dos serviços prestados. Nos últimos doze meses, o Cepel manteve esse índice no valor desejável ($\geq 4,5$).

XXXI) Índice de Satisfação dos Clientes Externos



Laboratórios: Análises Químicas, Corrosão, Propriedades Mecânicas, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Refrigeração, Iluminação, Alta Corrente, Alta e Média Potência, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletro-Eletrônicos, Alta Tensão, Ensaio Corona e Poluição.

Total de Pesquisas Processadas: 74

Este resultado é significativo, considerando que essa avaliação inclui os seguintes itens: atendimento quando nos procurou, agilidade na emissão da proposta, período marcado pelo laboratório para a realização do serviço, qualidade do serviço técnico realizado (mão-de-obra, equipamentos, procedimentos), qualidade da apresentação do relatório de ensaio/certificado de calibração, conteúdo do relatório de ensaio/certificado de calibração e prazo de entrega do relatório de ensaio/certificado de calibração.

2.4.3.2. Plano De Metas Para 2010

Anualmente o Cepel estabelece com a Eletrobras e com o DEST do Ministério do Planejamento Orçamento e Gestão metas globais na área de pesquisa, desenvolvimento e laboratórios que são auditadas, analisando seus resultados alcançados, e apresentadas ao Conselho Deliberativo para sua aprovação.

O Plano de Metas do exercício de 2010 foi constituído das seguintes metas corporativas:

MC1 - Desenvolvimento e Consolidação do ambiente de Controle de Geração do SAGE

CONCEITO:

Desenvolvimento, testes e implementação de recursos e módulos adicionais ao sistema de Controle de Geração do SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia) de forma a atender integralmente as diretrizes da ANEEL para o controle de geração em tempo-real do Sistema Interligado Nacional. Especificamente, esta meta refere-se à extensão do módulo de Controle Automático de Geração (CAG) para atuação multi-área com reconfiguração automática em ilhamentos; ao módulo para monitoração e análise do desempenho do CAG; e ao módulo responsável pela Monitoração da Reserva de Geração (MonRes).

INDICADOR:

Relatório descrevendo o desenvolvimento e a implementação no sistema de Controle de Geração do SAGE, do CAG multi-áreas, do Monitoramento do CAG e da Monitoração da Reserva de Geração.

RESULTADO:

A meta MC1 foi integralmente cumprida. Os recursos adicionais do sub-sistema de Controle de Geração em tempo-real do SAGE de reconfiguração automática para atuação em múltiplas ilhas elétricas e para a monitoração e análise de desempenho do CAG, além do novo módulo para Monitoração da Reserva de Geração, foram desenvolvidos, testados e implementados no SAGE, conforme detalhado em Relatório Técnico CEPEL DP/DAS – 45655/2010: “Extensão de funcionalidades para o módulo de controle de geração do SAGE (CAG)”. Estes novos recursos estão disponíveis para as Empresas ELETROBRAS e ONS.

MC2 - Modelagem do despacho antecipado das usinas termoelétricas a GNL nos programas NEWAVE e DECOMP

CONCEITO:

Até o final do ano de 2010, está prevista a possibilidade de utilização de usinas termoelétricas movidas a Gás Natural Liquefeito (“usinas térmicas GNL”) como um recurso adicional para o atendimento à demanda do setor elétrico brasileiro. Portanto, a operação dessas usinas deverá ser considerada pelos modelos NEWAVE e DECOMP, atualmente utilizados para o planejamento da operação a curto e médio prazos do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O despacho das usinas térmicas GNL deve ser conhecido alguns meses antes de sua efetiva realização, dado o tempo necessário para transportar o GNL desde suas fontes e a impossibilidade de armazenamento do combustível junto às usinas. Entretanto, nas versões atuais dos modelos NEWAVE e DECOMP, o despacho das usinas termoelétricas em cada estágio e cenário é decidido no próprio estágio, após conhecidas as vazões afluentes às usinas hidroelétricas e as tendências hidrológicas, sem atender aos requisitos operativos das usinas térmicas GNL. Desta forma, será desenvolvida uma metodologia que permita representar estas usinas no problema de otimização multi-estágio.

INDICADOR:

Novas versões dos modelos NEWAVE e DECOMP, onde será possível representar o despacho antecipado das usinas termoelétricas a GNL.

RESULTADO:

A meta MC2 foi integralmente cumprida. O desenvolvimento da metodologia que permite representar as usinas térmicas GNL no problema de otimização multi-estágio foi consolidada e implementada nos modelos NEWAVE e DECOMP, resultando nas novas versões 16.1.3_bengnl do programa NEWAVE e 16.6.4a do programa DECOMP. O relatório técnico e as novas versões dos programas foram disponibilizados para as Empresas ELETROBRAS e ONS.

MC3 - Modelos de carga de Subestações da Chesf para Estudos de Estabilidade Eletromecânica no ANATEM

CONCEITO:

No âmbito do projeto QUALICARGA, da Carteira de Projetos Institucionais do CEPEL, realizado em parceria com a CHESF, foram desenvolvidas, ao longo de 2009, novas técnicas de modelagem de carga visando uma melhor representação em estudos de estabilidade eletromecânica no sistema interligado nacional. A obtenção de modelos de carga realistas, particularmente na representação

das variações de potência ativa e reativa quando de afundamentos de tensão durante curtos-circuitos, tornará os estudos de planejamento e operação realizados com o programa ANATEM, do CEPEL, mais precisos. Em 2010, serão obtidos modelos de carga de 10 subestações da CHESF conjugando resultados de medição de potência ativa e reativa durante e após afundamentos de tensão com a estimação dos parâmetros de modelos de P e Q para uso no ANATEM.

INDICADOR:

Relatório descrevendo os modelos de carga de P e Q para 10 subestações de 69 kV da CHESF, comparando os resultados de simulações no ANATEM dos modelos propostos e do modelo ZIP tradicional.

RESULTADO:

A meta MC3 foi integralmente cumprida, tendo sido elaborado e emitido Relatório Técnico CEPEL DP/DRE-45927/10: "Projeto Qualicarga – Relatório 3: resultados de modelos de carga do sistema CHESF e simulações no ANATEM".

MC4 - Implantação de Técnica de Processamento Paralelo no Programa Computacional PLANTAC

CONCEITO:

O modelo computacional Plantac, voltado para o planejamento da transmissão, possui tempo de execução bastante elevado, porque a partir de planos de referências para 10 anos com ciclo anual procura verificar a relação entre o custo e o benefício da postergação de obras específicas, sendo o custo baseado nos investimentos, nas perdas e na energia não suprida. A execução do modelo Plantac através de técnicas de processamento paralelo trará redução expressiva no tempo de processamento.

INDICADOR:

Nova versão do programa Plantac com processamento paralelo, relatório demonstrando a técnica adotada e testes comparativos do desempenho entre a nova versão com processamento paralelo e a atual.

RESULTADO:

A meta MC 4 foi integralmente cumprida com o desenvolvimento da nova versão 2.00.beta do programa Plantac e a emissão do Relatório Técnico CEPEL DP/DRE-46075/2010: "Paralelização do Modelo Computacional PLANTAC". O arquivo de instalação da nova versão do programa e o relatório técnico já foram enviados à ELETROBRAS.

MC5 - Desenvolvimento de uma metodologia de classificação de tubulações de aços bainítico e perlítico (2,25Cr – 1Mo) utilizados em caldeiras de usinas termoeletricas operando sob regime de fluência

CONCEITO:

As tubulações de aço classe bainítico são utilizadas em boa parte das caldeiras de usinas termoeletricas brasileiras. Estudos preliminares, efetuados pelo CEPEL, revelaram que o desempenho dos aços bainíticos é consideravelmente inferior ao dos aços classe perlítico, para uma mesma condição de operação. Atualmente, os métodos convencionais não permitem a identificação da classe do aço, quando degradado. Diferenças estruturais entre estas duas classes podem causar impacto direto nas suas propriedades mecânicas em altas temperaturas. Assim, pretende-se desenvolver uma metodologia de classificação dos aços utilizados nas tubulações das caldeiras das

usinas, quando degradados. Essa metodologia deverá ser baseada em análises micro e nanoestruturais envolvendo microscopia eletrônica de transmissão.

INDICADOR:

Relatório descrevendo a nova metodologia de classificação de aços e mostrando sua aplicação na comparação entre aços bainíticos e perlíticos encontrados em tubulações de plantas termelétricas.

RESULTADO:

A meta MC 5 foi integralmente cumprida com o desenvolvimento da metodologia pactuada e emissão do Relatório Técnico CEPEL DP/DTE-37857/2010: “Estudo do envelhecimento de tubulações 2,25Cr-1Mo a partir da quantificação de carbonetos”, já enviado à ELETROBRAS.

MC6 - Primeira versão do programa computacional para determinação da posição ótima de amortecedores Stockbridge em condutores de linhas de transmissão.

CONCEITO:

Desenvolvimento, no âmbito do projeto VIV_STOCK da Carteira de Projetos Institucionais do CEPEL, de metodologia e programa computacional para o cálculo da posição ótima de amortecedores Stockbridge em condutores de linhas de transmissão. O programa computacional fornecerá como saída o número de amortecedores e a posição ótima de instalação, ou seja, a posição em que a potência dissipada por aqueles é máxima, com base na estimativa da máxima deformação dinâmica do condutor para as características mecânicas da linha de transmissão (tipo de condutor, carga mecânica de tração, tipos de grampo de fixação) e para o regime de ventos da região.

INDICADOR: Primeira versão do programa computacional para determinação da posição ótima de amortecedores Stockbridge em condutores de linhas de transmissão.

RESULTADO:

A meta MC6 foi integralmente cumprida com o desenvolvimento da primeira versão do programa computacional pactuada, com emissão do Relatório Técnico CEPEL DP/DLE 8366/2010: “Otimização da posição de instalação de amortecedores Stockbridge em cabos condutores de linhas de transmissão: formulação do problema e estratégia de solução via transformada integral e algoritmo híbrido de otimização” descrevendo o programa e sua aplicação.

2.5. Empresas Distribuidoras De Energia Elétrica:

2.5.1. Introdução

A Lei 9.619/98 autorizou a ELETROBRAS a adquirir o controle das concessionárias estaduais de distribuição de energia elétrica: CEAL, CEPISA, CERON e ELETROACRE, incluindo-as no PND – Programa Nacional de Desestatização. Mais tarde, em 2000, pela Medida Provisória 1985-25/2000 (transformada na MP 2181-45, em tramitação), a ELETROBRAS foi também autorizada a adquirir o controle da CEAM e a incluí-la no PND.

Em um processo paralelo, cindiu-se a ELETRONORTE, formando com os ativos de distribuição das cidades de Manaus e Boa Vista, respectivamente, a Manaus Energia e a Boa Vista Energia, subsidiárias integrais da ELETRONORTE, que formam com as anteriormente citadas o conjunto das chamadas Empresas Distribuidoras da ELETROBRAS – EDE’s.

À ELETROBRAS coube a tarefa de promover o saneamento econômico-financeiro dessas companhias, enquanto o BNDES cuidaria das providências para vendê-las. Por conta desse marco e dessa tarefa inicial, os investimentos realizados pela ELETROBRAS foram considerados como temporários. Por razões diversas, o Programa de Desestatização dessas empresas não foi concluído.

No momento de aquisição das EDE's houve o desembolso de recursos da própria ELETROBRAS e da RGR. Da época da federalização até os dias de hoje, essas empresas têm requerido investimentos, tanto para o financiamento da expansão e da própria operação e manutenção, como para cobertura de déficits operacionais. Além disso, para reverter o patrimônio líquido negativo, parte dos financiamentos já foi transformada em capital ou está registrado como adiantamento, para futuro aumento de capital.

Em abril de 2008, foi efetuada a incorporação da CEAM pela Manaus Energia, passando o Estado do Amazonas – AM a contar com apenas uma distribuidora de energia. Após este ato, o grupo das EDE's passou a ser composto pelas seis empresas: CEAL, CEPISA, CERON, ELETROACRE, Manaus Energia e Boa Vista Energia.

Após alguns anos de controle federal, pode-se dizer que as condições de atendimento às populações locais apresentaram melhora significativa, contudo não foi revertido o quadro financeiro negativo dessas empresas.

Diante dessa situação, a ELETROBRAS identificou como solução a reorganização da governança e centralização da gestão das EDE's, estruturando-se para todas uma Diretoria comum composta por um Diretor Presidente e seis Diretores e um Conselho de Administração composto por seis membros com um núcleo comum, mantendo-se Conselhos Fiscais específicos para cada empresa. Essas medidas foram acompanhadas pela criação de uma Diretoria especializada na ELETROBRAS – a Diretoria de Distribuição, cujo Diretor assumiu concomitantemente a Presidência das EDE's. Essas mudanças direcionam no sentido de alcançar a reversão da atual situação de desequilíbrio econômico-financeiro destas empresas para, em curto prazo, passar a obter resultados positivos, visando a melhoria de qualidade de atendimento ao público, a capacidade de execução de programas de investimentos para a expansão e conservação dos seus ativos, bem como a modernização dos seus instrumentos de apoio tecnológico e de capital humano.

Por sua própria dispersão geográfica, o mercado de energia elétrica das EDE's já é naturalmente heterogêneo, pois, enquanto Ceal e Cepisa são as únicas EDE's que fazem parte do Sistema Interligado Nacional (SIN), as demais (Manaus Energia, Boa Vista Energia, Ceron e Eletroacre) ainda compõem os Sistemas Isolados e representam 63% do mercado total de energia das referidas EDE's.

Em 2010 essas empresas, como desdobramento da nova marca da Eletrobrás, passaram a ser denominarem da seguinte forma: Eletrobras Distribuição Alagoas, Eletrobras Distribuição Piauí, Eletrobras Distribuição Rondônia, Eletrobras Distribuição Acre e Amazonas Energia

2.5.2. Comercialização de Energia Elétrica

A quantidade de energia elétrica fornecida aos consumidores finais de todas as empresas distribuidoras da Eletrobrás aumentou em 24,4% em 2010, relativamente a 2009. Pode-se destacar que o maior aumento foi o da classe industrial, 15,6%, por conta da retomada de produção das atividades produtivas de muitas indústrias após a crise econômica de 2009. As classes residencial e comercial também tiveram aumentos expressivos, 13,5 % e 11,5 %, respectivamente, devido ao significativo aumento das ligações de novos consumidores, como também devido ao aumento das rendas dos trabalhadores.

A participação das principais classes de consumidores no consumo total, praticamente se mantiveram em 2010, sendo as seguintes: residencial: 35,5 %, industrial: 21,8 % e comercial: 20,7 %.

Destacam-se entre as empresas com maior participação na comercialização de energia elétrica a Eletrobras Amazonas Energia com 37,4 % e a E.D. Alagoas com 19,4 %. A primeira, ao contrário das demais, tem uma forte participação do consumo de energia na Classe Industrial, dada a importância do Pólo Industrial de Manaus, com 34,3 % do total comercializado por essa distribuidora em 2010. Já na E.D. Alagoas a classe residencial respondeu por 36,9 % do total fornecido pela distribuidora.

As distribuidoras que obtiveram maior crescimento no fornecimento de energia elétrica no último ano foram a E. D. Piauí, 17,0 %, E. D. Rondônia, 14,2 % e E. D. Acre, 10,7 %, todas impulsionadas pelo maior crescimento da Classe Residencial. Cabe ressaltar que no caso da E. D. Piauí houve um expressivo programa de regularização de consumidores, já no caso da E. D. Rondônia, o crescimento está atrelado ao grande contingente populacional atraído pelas obras do complexo hidrelétrico do rio Madeira (usinas de Jirau e Santo Antônio). Já a Eletrobras Amazonas Energia, a E. D. Alagoas e a E. D. Roraima obtiveram crescimentos menores, mas também bastante significativo: 10,4 %, 9,4 % e 9,6%, respectivamente.

XXXII) Fornecimento Consolidado

Fornecimento Consolidado de Energia Elétrica - (GWh)					
Classe	2006	2007	2008	2009	2010
Residencial	3.146	3.331	3.753	4.030	4.574
Comercial	1.895	2.009	2.226	2.378	2.662
Industrial	2.384	2.465	2.628	2.443	2.814
Rural	414	400	490	508	539
Outras Classes	1.718	1.561	2.061	2.159	3.746
Total	9.557	9.766	11.158	11.518	14.335

XXXIII) Fornecimento Empresa e por Classe de Consumo 2010:

ED-Roraima	
Classe de Consumo	Em MWh por Classe
Residencial	238.782
Comercial	12.989
Industrial	108.942
Rural	6.883
Outras Classes	113.764
Total	481.360

ED-Alagoas	
Classe de Consumo	Em MWh por Classe
Residencial	924.744
Comercial	467.648
Industrial	530.211
Rural	147.680
Outras Classes	435.169
Total	2.505.452

ED-Piauí	
Classe de Consumo	Em MWh por Classe
Residencial	989.529
Comercial	251.424
Industrial	453.775
Rural	98.276
Outras Classes	425.859
Total	2.218.863

ED-Rondônia	
Classe de Consumo	Em MWh por Classe
Residencial	793.960
Comercial	394.085
Industrial	480.268
Rural	208.048
Outras Classes	300.834
Total	2.177.195

ED-Acre	
Classe de Consumo	Em MWh por Classe
Residencial	309.735
Comercial	35.795
Industrial	143.669
Rural	32.582
Outras Classes	163.677
Total	685.458

Amazonas Energia	
Classe de Consumo	Em MWh por Classe
Residencial	1.317.610
Comercial	1.651.843
Industrial	945.273
Rural	46.231
Outras Classes	854.430
Total	4.815.387

2.5.3. Revisão Tarifária:

Os índices de reajuste das tarifas das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica estabelecidos pela ANEEL em 2010 encontram-se na tabela abaixo.

XXXIV) Índice de Reajuste Tarifário

Índice de Reajuste Tarifário IRT	Amazonas Energia	ED Acre	ED Alagoas	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima
IRT Econômico	3,22%	16,81%	8,32%	7,45%	17,06%	3,71%
Componentes Financeiros	3,64%	0,00%	4,39%	-1,36%	0,00%	-1,86%
IRT Total	6,86%	16,81%	12,71%	6,08%	17,06%	1,86%
Efeito Médio Consumidor Cativo	-2,08%	7,42%	6,56%	1,80%	10,60%	1,31%

No caso da ED Rondônia e da ED Acre, os IRTs totais seriam de 22,61% e 21,76% respectivamente. Para diminuir o impacto nos consumidores do aumento elevado das tarifas a Eletrobras solicitou que fossem diferidos os componentes financeiros de 5,55% e 5,58% respectivamente. Esses valores serão considerados como componentes financeiros nos reajustes de 2011 atualizados pela variação do IGP-M.

2.5.4. Controle de Perdas Comerciais

De uma forma geral, no ano de 2010 as Empresas de Distribuição do Sistema Eletrobras apresentaram redução dos níveis percentuais de perdas sobre a energia injetada. Destacaram-se as empresas ELB Rondônia e ELB Piauí, as quais obtiveram reduções acima de 2 pontos percentuais.

Especificamente no caso da ELB Piauí, esta queda no índice foi conseqüência da expressiva regularização de consumidores taxados, cujo número foi reduzido de 36.000 em dez/2009 para 5.500 em dez/2010.

Nessa mesma direção, a ELB Acre e a ELB Roraima também conseguiram reduzir seus níveis percentuais de perdas, mesmo já possuindo os menores índices entre as EDE. As reduções foram de 1,72 e 0,95 pontos percentuais, respectivamente. Observa-se que quanto menores os índices de perdas, maior o esforço para reduzi-las.

Por outro lado, a ELB Amazonas e a ELB Alagoas apresentaram um quadro de estabilidade neste período. A descontinuidade nos contratos de prestação de serviços de inspeção dessas empresas comprometeu melhores resultados.

Destaca-se positivamente o avanço do projeto de implantação do Centro de Monitoramento de Grandes Clientes desenvolvido pela ELB Amazonas, o qual já conta com aproximadamente 2.000 UC monitoradas.

Em 2011, com os recursos financiados pelo Banco Mundial, este projeto será estendido para as demais EDE. Envolvendo ações de cunho tecnológico e alicerçado em telemedição de unidades consumidoras com grande representação no faturamento da empresa, este projeto propiciará a redução das perdas e contribuirá para a blindagem de aproximadamente 64% da receita das EDE.

XXXV) Perdas Técnicas e Não Técnicas

Empresas	Perdas Técnicas sobre Energia Injetada (%)		Perdas Não Técnicas sobre Energia Injetada (%)		Perdas Totais sobre Energia Injetada (%)	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010
ELB Amazonas	7,71	7,71	34,97	34,66	42,68	42,37
ELB Acre	11,70	11,87	14,50	12,61	26,20	24,48
ELB Alagoas	12,03	8,42	19,31	23,03	31,34	31,45
ELB Piauí	13,71	13,16	21,79	20,35	35,50	33,51
ELB Rondônia	10,00	12,74	21,60	16,34	31,60	29,08
ELB Roraima	7,62	6,62	9,47	9,52	17,09	16,14

2.5.5. DEC/FEC

Considerando as metas por conjuntos de consumidores (mensais, trimestrais e anuais) definidas pela ANEEL, todas as empresas em 2010, não conseguiram atender de modo satisfatório a qualidade do serviço exigida pela agência, ou seja, mais de 60% do total de consumidores tiveram os serviços afetados.

Na Elb Distribuição Acre observa-se uma pequena redução nos índices de DEC, passando de 47 para 45, enquanto o FEC aumentou de 42 para 44. Apesar do aumento no índice de FEC, foi constatada uma diminuição no percentual de consumidores atingidos; de 58% em 2009 para 28% em 2010.

Na Elb Distribuição Alagoas o índice de DEC reduziu de 21 para 20 em 2010. O índice de FEC diminuiu de 16 em 2009 para 14 em 2010. Apesar do índice de DEC ter reduzido, houve um aumento significativo no número de consumidores atingidos pelo não cumprimento dos índices; de 30% em 2009 para 66% em 2010.

A Elb Amazonas Energia apurou um índice de DEC de 72 e de FEC de 60, ultrapassando o limite de 58 estabelecido pela ANEEL nos dois índices. Não é possível comparar com propriedade os índices deste ano com os do ano anterior, pois foi efetuada a junção do Interior e da Capital em um só índice, reagrupando os conjuntos de consumidores e definindo novas metas.

Na Elb Distribuição Piauí houve uma diminuição dos índices de DEC, de 44 para 41, e o FEC, se manteve no patamar de 32.

Ainda em comparação com 2009, a Eletrobras Distribuição Rondônia diminuiu o índice de DEC de 37 para 32 e do FEC, de 44 para 30.

Na Elb Distribuição Roraima, enquanto em 2009 não houve violações dos índices, em 2010 foi observado um aumento de 9 para 17 no índice apurado de DEC e de 21 para 22 no FEC.

Contribuíram para o resultado o grande volume de chuvas, principalmente no estado de Alagoas, a dificuldade de acesso às áreas rurais e a ineficiência no serviço de poda de árvores. Na Elb Amazonas Energia e na Elb Distribuição Roraima, problemas de sobrecarga nos sistema de distribuição e de geração também contribuíram para o resultado apontado pelos índices.

Como forma de melhorar os índices de qualidade, estão sendo eficientizados os serviços de podas de árvores, realizadas trocas de transformadores e seccionamento de circuitos, e construídas novas subestações. Há previsão de instalação de religadores e reguladores na rede, bem como de que sejam ajustados os sistemas de proteção dos equipamentos.

É importante destacar que reduções significativas destes índices requerem grandes investimentos, como melhoria contínua no processo de manutenção preventiva, expansão do sistema e aquisição de sistemas de gerenciamento de rede. Neste sentido, espera-se que a aplicação dos projetos que serão financiados pelo Banco Mundial a partir de 2011 e destinados à melhoria de subestações e redes de distribuição venham contribuir para o estabelecimento e manutenção dos níveis de DEC e FEC dentro dos valores estabelecidos pelo agente regulador.

XXXVI) DEC/FEC

Interrupções de Fornecimento por Consumidor (DEC) - Hora/Ano							
Ano	Acre	Alagoas	Amazonas Capital	Amazonas Interior	Piauí	Rondônia	Roraima
2009	47	21	52	104	44	37	9
2010	45	20	72		41	32	17
Frequência de Interrupções por Consumidor (FEC) - n° Interrupções/Ano							
Ano	Acre	Alagoas	Amazonas Capital	Amazonas Interior	Piauí	Rondônia	Roraima
2009	42	16	31	107	32	44	21
2010	44	14	60		32	30	22

2.5.6. Inadimplência

Em 2010 houve um decréscimo de 6,6% no estoque nominal dos débitos em atraso, passando para R\$ 1,002 bilhão contra R\$ 1,073 bilhão em 2009.

As empresas que mais contribuíram para essa redução foram a Amazonas Energia (-34,3%), ED-Alagoas (-5,5%) e ED-Acre (-21,5%). A primeira obteve uma redução de R\$ 113,4 milhões do estoque de inadimplência, em relação à dez/2009, referente à baixa de débitos considerados de recuperação improvável. A segunda reduziu o estoque de inadimplência em aproximadamente R\$ 100 milhões, utilizando o mesmo procedimento de baixa somado a uma negociação da dívida do setor industrial, no montante de R\$ 17,0 milhões, e mais R\$ 8,5 milhões como resultado das negociações com 34 prefeituras e 2 hospitais entre os meses de julho e setembro de 2010. Na ED-Acre a redução foi de 21,5% devido, principalmente, a negociação com o Serviço de Água e Esgoto de Rio Branco (SAERB) no valor de R\$ 17,6 milhões e com algumas prefeituras no valor de R\$ 8,8 milhões.

Todas as Empresas de Distribuição da ELETROBRÁS estão adotando práticas intensivas para reduzir a inadimplência. Neste contexto, para obter melhores resultados no próximo exercício, foi elaborado um Plano de Ação para 2011 que inclui as seguintes ações: definir novo modelo para cobrança administrativa e cortes terceirizados, realizar ampla higienização cadastral dos clientes, institucionalizar a negativação no SPC/SERASA, centralizar na sede a gestão do corte em todo o estado, instalar agências de atendimento em todas as sedes municipais, implantar novo processo de cobrança judicial terceirizada, sistematizar a negativação no CADIN, implementar campanha motivacional direcionada aos colaboradores próprios e terceirizados e promover ações de marketing institucional com foco em campanhas educativas.

XXXVII) Inadimplência Consolidada

Inadimplência Consolidada das Distribuidoras – R\$ mil					
Classe	2006	2007	2008	2009	2010
Residencial	213.461	264.616	245.998	268.310	190.321
Comercial	101.092	117.130	119.962	127.401	113.374
Industrial	112.289	150.014	171.965	203.013	194.758
Rural	34.107	40.824	46.462	53.365	60.268
Poder Público	123.822	135.479	143.700	162.930	168.159
Serviço Público	291.974	372.062	306.566	203.979	221.403
Iluminação Pública	30.075	35.269	65.199	53.922	54.043
Total	906.820	1.115.394	1.099.852	1.072.920	1.002.326

XXXVIII) Inadimplência por Distribuidora

ED-Roraima	
Classe de Consumo	Em R\$ mil
Residencial	9.141
Comercial	2.068
Industrial	556
Rural	493
Poder Público	72.405
Serviço Público	3.874
Iluminação Pública	1.895
TOTAL	90.432

ED-Alagoas	
Classe de Consumo	Em R\$ mil
Residencial	29.774
Comercial	24.882
Industrial	57.160
Rural	36.010
Poder Público	16.193
Serviço Público	6.176
Iluminação Pública	14.759
TOTAL	184.954

ED-Piauí	
Classe de Consumo	Em R\$ mil
Residencial	52.334
Comercial	37.262
Industrial	41.832
Rural	14.195
Poder Público	24.275
Serviço Público	121.721
Iluminação Pública	15.449
TOTAL	307.068

ED-Rondônia	
Classe de Consumo	Em R\$ mil
Residencial	26.950
Comercial	10.874
Industrial	13.274
Rural	4.947
Poder Público	13.096
Serviço Público	71.691
Iluminação Pública	15.897
TOTAL	156.729

ED-Acre	
Classe de Consumo	Em R\$ mil
Residencial	19.460
Comercial	7.453
Industrial	2.244
Rural	2.922
Poder Público	8.475
Serviço Público	25
Iluminação Pública	5.002
TOTAL	45.581

Amazonas Energia	
Classe de Consumo	Em R\$ mil
Residencial	52.662
Comercial	30.835
Industrial	79.692
Rural	1.702
Poder Público	33.715
Serviço Público	17.915
Iluminação Pública	1.040
TOTAL	217.561

2.5.7. Atendimento aos Clientes

Em praticamente todas as empresas foram realizadas melhorias no atendimento físico, lojas e postos de atendimento, e remoto, centrais de teleatendimento - CTA, como exemplo podemos citar:

- Realização de treinamento para atendentes das agências de atendimento presencial e call center (qualidade e eficiência no teleatendimento, revisão da resolução Aneel nº 363/2009, regulamentação da tarifa social de energia elétrica – tsee de acordo com a resolução Aneel nº 407/2010, novos procedimentos com a resolução Aneel 414/2010);

- Criação de agência virtual, com a disponibilização de serviços on-line como: segunda via, danos elétricos, podagem de árvores, religação entre outros;
- Otimização da utilização dos sites das empresas;
- Modernização e implantação de postos e lojas de atendimento;
- Aquisição de terminal de autosserviço (tas) para emissão de segunda via de conta de energia. Destacando-se a Eletrobras Distribuição Rondônia onde o terminal de auto serviço respondeu por 40,23% dos atendimentos da agência, contra 59,77% do atendimento presencial, melhorando o tempo médio de atendimento.

Um dos principais desafios para 2011 no que tange ao atendimento será a adequação do disposto na resolução normativa nº 414/2010 da Aneel, que determina que as concessionárias implantem atendimentos presenciais exclusivos em todos os municípios de suas áreas de concessão. Nesse sentido, as empresas que mais seriam afetadas são a Eletrobras Distribuição Piauí que possui um projeto de implantação de 163 agências de atendimento aprovado pela diretoria executiva da Eletrobras e a ed-alagoas que efetuou contratações de imóveis e elaborou projeto para contratação de links de acesso ao sistema comercial.

XXXIX) Distribuição de Postos de Atendimento

Descrição	2009	2010
Total de Consumidores	3.124.017	3.292.599
Total de Municípios Atendimentos	464	463
Quantidade de Agências/Postos de Atendimento	348	351
Total de Atendimentos Realizados (Agências e Postos) - mil	2.388	2.750
Quantidade de Pontos de Atendimento	131	162
Total de Ligações Atendidas (CTA's)	4.141.506	4.237.033

2.5.8. Investimentos

XL) Investimento por Distribuidora

INVESTIMENTOS (R\$ milhões)						
	Roraima	Alagoas	Piauí	Rondônia	Acre	Amazonas Energia
2009	10,2	133,0	144,2	184,5	176,6	311,3
2010	10,3	138,0	275,9	153,6	58,1	489,8

2.5.9. Ebitida

XLI) Ebitida por Distribuidora

EBITDA (R\$ milhões)						
	Roraima	Alagoas	Piauí	Rondônia	Acre	Amazonas Energia
2009	-6,7	58,1	-2,5	46,6	13,6	284,6
2010	-81,1	-32,8	-5,2	32,2		-751,9

2.5.10. Receita Operacional Líquida

XLII) Receita Operacional Líquida por Distribuidora

Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)						
	Roraima	Alagoas	Piauí	Rondônia	Acre	Amazonas Energia
2009	137,2	694,8	566,9	627,3	198,4	1853,8
2010	127,3	706,0	877,8	638,7		1519,9

2.5.11. Evolução do Lucro Líquido / Prejuízo Líquido

XLIII) Evolução do Lucro Líquido/Prejuízo Líquido por Distribuidora

Evolução do Lucro Líquido / Prejuízo (R\$ milhões)						
	Roraima	Alagoas	Piauí	Rondônia	Acre	Amazonas Energia
2009	2,6	33,8	-110,6	-9,6	-10,1	-225,4
2010	-113,3	-42,6	-68,6	4,7		-1.314,6

2.6. Gestão de Fundos Setoriais

2.6.1. Reserva Global de Reversão – RGR

Na condição de gestora dos recursos oriundos da RGR, conforme legislação em vigor, a Eletrobras aplicou, no exercício financeiro de 2010, o montante de R\$ 1.634 milhões. A movimentação referente aos ingressos e às aplicações desses recursos, ocorrida durante o ano de 2010, está apresentada no quadro a seguir:

XLIV) Ingressos e aplicações em 2010 - RGR

Movimentação		Em R\$ milhões
Ingressos:		
Arrecadação de quotas		1.590
Outros		1.536
Aplicações:		
Financiamentos		1.049
Outras		585
Região	Financiamento Liberado - R\$ milhões	%
Norte	320	30,5
Nordeste	186	15,8
Centro-Oeste	138	13,2
Sul	248	23,6
Sudeste	177	16,9
TOTAL	1.049	100,0

XLV) Linhas de crédito

Programa	Liberações – R\$ milhões	%
Luz Para Todos	454	43,3
Reluz/Conservação	45	4,3
Geração	184	17,5
Transmissão	279	26,6
Distribuição	72	6,9
Revitalização de Parques Térmicos	15	1,4
Outros	0	0,0
TOTAL	1.049	100

2.6.2. Utilização do Bem Público – UBP

De acordo com a lei nº 9648, de 27.05.1998, em caso de alteração do regime de gerador hídrico de energia elétrica, de serviço público para produção independente, a nova concessão será outorgada a título oneroso, devendo o concessionário pagar pelo uso de bem público, pelo prazo de cinco anos, a contar da assinatura do respectivo contrato de concessão, valor correspondente até 2,5% (dois inteiros e cinco décimos por cento) da receita anual que auferir.

A ANEEL calcula e divulga, com relação a cada produtor independente de que trata este artigo, o valor anual pelo uso de bem público.

Até 31 de dezembro de 2002, os recursos arrecadados a título de pagamento pelo uso de bem público, de que trata este artigo, serão destinados de forma idêntica à prevista na legislação para os recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, de que trata o art. 4º da Lei no 5.655, de 20 de maio de 1971, com a redação dada pelo art. 9º da Lei no 8.631, de 4 de março de 1993. A Eletrobras destinará os recursos da conta UBP conforme previsto no § 2º, devendo, ainda, proceder a sua correção periódica, de acordo com os índices de correção que forem indicados pela ANEEL e creditar a essa conta juros de 5% (cinco por cento) ao ano sobre o montante corrigido dos recursos. Os rendimentos dos recursos não utilizados reverterão, também, à conta UBP.

A partir de janeiro de 2003 os recolhimentos mensais a título de Uso de Bem Público (UPB) passaram a ingressar na conta corrente Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criada pela lei nº 10.438, de 26/04/2002.

A partir de 29.04.2002, os valores creditados na referida conta corrente UBP foram transferidos para a conta corrente CDE.

A conta corrente em nome da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras – UBP encontra-se sem movimentação sendo este o motivo do saldo estar zerado.

2.6.3. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A CDE, criada pela Lei 10.438, 26/4/2002, com o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, movimentará recursos provenientes de: (i) pagamentos anuais realizados a título

de Uso de Bem Público - UBP; (ii) - pagamentos de multas aplicadas pela Aneel; e (iii) - pagamentos de quotas anuais por parte de todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final.

Para compensar as concessionárias de energia elétrica pela redução de receitas oriundas do atendimento aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda, foi criada a subvenção econômica, a princípio com recursos da Reserva Global de Reversão (RGR), e depois, em 2004, da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Em 2010 foi liberado, a título dessa fonte de recursos, R\$ 3.247 milhões, sendo R\$ 1.679 milhão para Baixa Renda, atendendo a diversas concessionárias de distribuição de energia elétrica e R\$ 1,568 milhão para o Programa Luz para Todos, conforme movimentação apresentada a seguir:

XLVI) Ingressos e Aplicações em 2010 - CDE

Movimentação	Em R\$ milhões
Ingressos: CDE+UBP+Multas Aneel:	
Arrecadação de quotas	3.127
Outros	849
Aplicações:	
Subvenção Luz Para Todos	1.568
Subvenção Baixa Renda	1.679
Outras	599

2.6.4. Conta de Consumo de Combustível – CCC - Sistemas Isolados

O Fundo CCC foi criado na década de 70 para atender ao Sistema Interligado, passando a considerar a cobertura dos Sistemas Isolados em 1992. Tendo inicialmente a finalidade de cobrir parte dos custos com a aquisição de combustíveis, passou também a considerar, a partir de 1998, a cobertura com os empreendimentos sub-rogados ao Fundo, com intuito de buscar a economicidade e a substituição de derivados de petróleo.

Em julho de 2009, foi editada a MP 466/2009, que deu origem a Lei 12.111/2009, regulamentada pelo Decreto 7.246/2010, que dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados e que alterou diversos diplomas legais relacionados ao Fundo Setorial CCC. Em linhas gerais, a Lei determina que o Fundo Setorial CCC, que hoje reembolsa parte dos custos com combustível, passe a reembolsar parte do custo da geração de energia. Importante destacar que, a partir da Lei 12.111/2009, não há mais previsão de data para o encerramento das atividades do Fundo Setorial CCC.

Em 2010, o Fundo operou apenas na cobertura de parte dos custos com combustíveis e dos empreendimentos sub-rogados, uma vez que a normatização da Lei ainda não foi concluída pela Aneel. Para tal, foram arrecadados, por meio das quotas mensais das empresas Distribuidoras, Transmissoras e Permissionárias, cerca de 3,9 bilhões de reais. Esse valor, com o acréscimo de cerca de 130 milhões de reais, provenientes de multas, parcelamentos, aplicações e outros, permitiu repasses da ordem de 3,6 bilhões de reais, sendo 120 milhões de reais para as sub-rogações e o restante para os combustíveis.

A diferença entre o valor arrecadado e o valor reembolsado foi direcionada para uma conta de Reserva, como determinado pela Aneel, iniciando a formação de um fundo para o pagamento das diferenças devidas quando da aplicação da Lei 12.111/2009.

3. Reconhecimento de passivos por insuficiência de créditos ou recursos

Este item não se aplica nem à Eletrobras e nem ao Cepel.

4. Movimentação e os saldos de Restos a Pagar de Exercícios Anteriores

Este item não se aplica nem à Eletrobras e nem ao Cepel.

5. Informações sobre a Composição de Recursos Humanos

ELETROBRAS

5.1 Composição do Quadro de Servidores Ativos

Quadro A.5.1 - Composição do Quadro de Recursos Humanos - Situação apurada em 31/12/2010

Tipologias dos Cargos	Lotação		Ingressos em 2010	Egressos em 2010
	Autorizada	Efetiva		
1 Provimento de cargo efetivo				
1.1 Membros de poder e agentes políticos				
1.2 Servidores de Carreira				
1.2.1 Servidor de carreira vinculada ao órgão	1.206	1.105	148	43
1.2.2 Servidor de carreira em exercício descentralizado				
1.2.3 Servidor de carreira em exercício provisório				
1.2.4 Servidor requisitado de outros órgãos e esferas	-----	208	34	21
1.3 Servidores com Contratos Temporários				
1.4 Servidores Cedidos ou em Licença				
1.4.1 Cedidos	-----	36	2	0
1.4.2 Removidos				
1.4.3 Licença remunerada	-----	30	537	507
1.4.4 Licença não remunerada		33	0	1
2 Provimento de cargo em comissão				
2.1 Cargos Natureza Especial				
2.2 Grupo Direção e Assessoramento superior				
2.2.1 Servidor de carreira vinculada ao órgão				
2.2.2 Servidor de carreira em exercício descentralizado				
2.2.3 Servidor de outros órgãos e esferas				
2.2.4 Sem vínculo	24	24	5	2
2.2.5 Aposentado				
2.3 Funções gratificadas				
2.3.1 Servidor de carreira vinculada ao órgão	-----	155	0	0
2.3.2 Servidor de carreira em exercício descentralizado				
2.3.3 Servidor de outros órgãos e esferas	-----	78	6	0
3 Total	1230	1301	187	66

Fonte:

Obs 1: O somatório da lotação efetiva na Eletrobras, se dá pelos itens 1.2.1+1.2.4+2.2.4-1.4.1.

Obs 2: Os itens 1.4.1 / 1.4.3/ 1.4.4/ 2.3.1 estão sendo contemplados no item 1.2.1

Obs 3: O item 2.3.3 está sendo contemplado no item 1.2.4.

Quadro A.5.2 - Composição do Quadro de Recursos Humanos por faixa etária - Situação apurada em 31/12/2010

Tipologias do Cargo	Faixa Etária (anos)				
	Até 30	De 31 a 40	De 41 a 50	De 51 a 60	Acima de 60
1. Provedimento de cargo efetivo					
1.1. Membros de poder e agentes políticos					
1.2. Servidores de Carreira	247	316	241	258	43
1.3. Servidores com Contratos Temporários					
1.4. Servidores Cedidos ou em Licença	8	15	24	37	15
2. Provedimento de cargo em comissão					
2.1. Cargos de Natureza Especial					
2.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior					
2.3. Funções gratificadas	1	0	3	8	12

Fonte:

Quadro A.5.3 – Composição do Quadro de Recursos Humanos por Nível de Escolaridade – Situação apurada em 31/12/2010

Tipologias do Cargo	Nível de Escolaridade								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Provedimento de cargo efetivo									
1.1. Membros de poder e agentes políticos									
1.2. Servidores de Carreira		3	1	11	150	529	292	108	11
1.3. Servidores com Contratos Temporários									
1.4. Servidores Cedidos ou em Licença		7	1	3	21	38	21	6	2
2. Provedimento de cargo em comissão									
2.1. Cargos de Natureza Especial									
2.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior									
2.3. Funções gratificadas					2	21			1

LEGENDA

Nível de Escolaridade

1 - Analfabeto; 2 - Alfabetizado sem cursos regulares; 3 - Primeiro grau incompleto; 4 - Primeiro grau; 5 - Segundo grau ou técnico; 6 - Superior; 7 - Aperfeiçoamento / Especialização / Pós-Graduação; 8 - Mestrado; 9 - Doutorado; 10 - Não Classificada.

5.2 Composição do Quadro de Servidores Inativos e Pensionista

Este item não se aplica a Eletrobras nem ao Cepel.

5.3 Composição do Quadro de Estagiários

Quadro A.5.6 - Composição do Quadro de Estagiários

Nível de escolaridade	Quantitativo de contratos de estágio vigentes				Custo do exercício (Valores em R\$ 1,00)
	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	
Nível superior					
• Área Fim					
• Área Meio	192	205	195	196	1.980.665,16
Nível Médio					
• Área Fim					
• Área Meio	28	34	32	1	

Fonte:

5.4 Quadro de custos de recursos humanos

Quadro A.5.7 - Quadro de custos de recursos humanos nos exercícios de 2008, 2009 e 2010.

Valores em R\$ 1,00

Tipologias / Exercícios	Vencimentos e vantagens fixas	Despesas Variáveis					Total	
		Retribuições	Gratificações	Adicionais	Indenizações	Benefícios Assistenciais e previdenciários		Demais despesas variáveis
Membros de poder e agentes políticos								
2008	0	0	0	0	0	0	0	0,00
2009	0	0	0	0	0	0	0	0,00
2010	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Servidores de Carreira que não ocupam cargo de provimento em comissão								
2008	49.226.861,63	1.997.252,06	4.841.632,18	3.951.967,06	400.550,31	(*)	10.152.481,32	70.570.744,56
2009	59.021.707,31	1.806.342,52	4.780.461,64	5.275.008,92	374.245,42	(*)	12.702.038,75	83.959.804,56
2010	59.831.962,41	1.511.418,98	5.904.930,02	5.567.772,88	448.285,20	(*)	14.030.998,29	87.295.367,78
Servidores com Contratos Temporários								
2008	0	0	0	0	0	(*)	0	0,00
2009	0	0	0	0	0	(*)	0	0,00
2010	0	0	0	0	0	(*)	0	0,00
Servidores Cedidos com ônus ou em Licença								
2008	6.355.331,25	644.351,29	413.621,40	430.817,10	257.795,46	(*)	1.399.502,24	9.501.418,74
2009	6.855.368,05	686.466,16	378.088,94	477.515,30	313.469,61	(*)	1.304.189,26	10.015.097,32
2010	6.483.719,49	630.571,76	454.981,79	526.301,13	309.489,63	(*)	1.607.828,56	10.012.892,36
Servidores ocupantes de Cargos de Natureza Especial								
2008	0	0	0	0	0	0	0	0,00
2009	0	0	0	0	0	0	0	0,00
2010	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Servidores ocupantes de cargos do Grupo Direção e Assessoramento Superior								
2008	4.813.511,50	-	11.220,90	284.739,17	326.659,14	(*)	394.578,01	5.830.708,72
2009	7.044.488,47	-	20.901,98	465.026,96	133.146,14	(*)	712.959,11	8.376.522,66
2010	8.675.227,04	-	27.750,93	672.161,79	232.318,13	(*)	1.112.053,34	10.719.511,23

Servidores ocupantes de Funções gratificadas								
2008	16.327.461,24	3.577.540,42	1.608.692,38	1.247.315,66	53.501,14	(*)	3.827.211,36	26.641.722,20
2009	19.390.087,63	4.726.849,46	1.910.986,04	1.728.145,93	114.684,76	(*)	4.832.028,96	32.702.782,78
2010	20.874.349,78	6.065.437,11	2.043.477,33	1.885.522,43	250.090,52	(*)	5.380.134,69	36.499.011,86

Fonte:

Observações:	
1 - Os requisitados não estão sendo contemplados, exceto nos casos de diretores;	
2 - Os cedidos não apresentam ônus para a Eletrobras;	
3 - Vínculos utilizados:	
Membros de poder e agentes políticos	Não se aplica
Servidores de Carreira que não ocupam cargo de provimento em comissão	Empregados
Servidores com Contratos Temporários	Não se aplica
Servidores Cedidos com ônus ou em Licença	Cedidos e/ou empregados de licença recebendo complementação pela Eletrobras
Servidores ocupantes de Cargos de Natureza Especial	Não se aplica
Servidores ocupantes de cargos do Grupo Direção e Assessoramento Superior	Dirigentes da alta administração e cargos em comissão
Servidores ocupantes de Funções gratificadas	Empregados com funções gratificadas

(*) – **Benefícios assistenciais e previdenciários** – nos controles disponíveis os valores são agrupados. Assim segue abaixo os valores totais de benefícios assistenciais, dos anos em questão:

- 2008 – R\$ 11.249.003,83
- 2009 – R\$ 11.384.306,30
- 2010 – R\$ 11.042.847,38

5.5 Contratos de prestação de serviços com locação de mão de obra

Quadro A.5.8 - Contratos de prestação de serviços de limpeza e higiene e vigilância ostensiva

Unidade Contratante													
Nome:													
UG/Gestão:							CNPJ:						
Informações sobre os contratos													
Ano do contrato	Área	Nat.	Identificação do Contrato	Empresa Contratada (CNPJ)	Período contratual de execução das atividades contratadas		Nível de Escolaridade exigido dos trabalhadores contratados						Sit.
					Início	Fim	F		M		S		
							P	C	P	C	P	C	
2006	L	O	ECE – 156/05	04.737.058/0001-73	15.02.06	15.08.11	72	72	11	11	0	0	P
2009	V	O	ECE – 448/09	42.146.902/001-80	12.02.09	11.02.12	58	58	77	77	2	2	P
Observação:													
LEGENDA													
Área: (L) Limpeza e Higiene; (V) Vigilância Ostensiva.													
Natureza: (O) Ordinária; (E) Emergencial.													
Nível de Escolaridade: (F) Ensino Fundamental; (M) Ensino Médio; (S) Ensino Superior.													
Situação do Contrato: (A) Ativo Normal; (P) Ativo Prorrogado; (E) Encerrado.													
Quantidade de trabalhadores: (P) Prevista no contrato; (C) Efetivamente contratada.													

Fonte:

Quadro A.5.9 - Contratos de prestação de serviços com locação de mão de obra

Unidade Contratante														
Nome: Eletrobras														
UG/Gestão: Departamento de Gestão de Pessoas							CNPJ: 00.001.180/0002-07							
Informações sobre os contratos														
Ano do contrato	Área	Nat.	Identificação do Contrato	Empresa Contratada (CNPJ)	Período contratual de execução das atividades contratadas		Nível de Escolaridade exigido dos trabalhadores contratados						Sit.	
					Início	Fim	F		M		S			
							P	C	P	C	P	C		
2009	1	O	ECE 432/08 e ECE 432-A/08	33.285.255/0001-05	19/01/09	18/01/10						60	60	E
2010	1	O	ECE 551/10 e ECE 551-A/10	33.285.255/0001-05	19/01/10	18/01/11						112	110	A
2008	1	O	ECE 357/08, ECE 357-A/08, ECE 357-B/09, e ECE 357-C/10	02.630.719/0001-31	05/03/08	04/05/10			62	62				E
2010	1	O	ECE 577/10	02.630.719/0001-31	05/05/10	04/05/11			71	71				A
2010	1	O	ECE-DAC-617/10	36.529.998.0001-63	26.11.10	25.11.11	0	0	22	22	8	8		P
2010	4	O	ECE-DAC-617/10	36.529.998.0001-63	26.11.10	25.11.11	8	8	5	5	1	1		P
2010	1	O	ECE-DAC-617/10	36.529.998.0001-63	26.11.10	25.11.11	0	0	4	4	0	0		P
2009	3	O	ECE- 459/09	73.416.083/0001-78	30.04.09	29.04.11	32	32	23	23	1	1		P
2010	1	O	ECE-DAC-605/10	40.434.458/0001-73	14.09.10	13.09.11	0	0	4	4	1	1		P
2007/2009	1	O	ECE-311/07 ECE-311-B/09	01.472.924/0001-53	05.10.07	04.10.11	0	0	1	1	1	1		P
2010	1	O	ECE-DAC-606/10	02.630.719/0001-31	01.10.10	30.09.11	0	0	24	24	0	0		P
2008	1	O	ECE-398/08	02.630.719/0001-31	10.11.08	09.11.11	0	0	8	8	1	1		P
2009	1	O	ECE-484/09	02.630.719/0001-31	10.08.09	09.08.11	2	2	11	11	1	1		P
2008	1	O	ECE-394/08	05.877.704/0001-60	15.09.08	14.09.11	0	0	3	3	4	4		P
2010	5	O	ECE-DAC-615/10	34.115.188/0001-35	26.11.10	25.11.13	14	14	42	42	2	2		P
2008	2	O	ECE-411/08	04.198.061/0001-66	04.11.08	03.11.11	9	9	43	43	1	1		P
2006	L	O	ECE – 156/05	04.737..058/0001-73	15.02.06	15.08.11	72	72	11	11	0	0		P
2009	V	O	ECE – 448/09	42.146.902/0001-80	12.02.09	11.02.12	58	58	77	77	2	2		P

2005	4	O	ECE-134/05	81.243.735/0001-48	05.10.05	06.10.11	0	0	1	1	0	0	P
2007	1	O	ECE-266/07	00.869.125/0001-52	01.02.07	31.01.11	0	0	4	4	1	1	E
2009	4	O	ECE-528/09	30.161.814/0001-79.	27.11.09	26.11.12	0	0	9	9	1	1	p

Observação:

LEGENDA

Área:

1. Apoio Administrativo Técnico e Operacional;
2. Manutenção e Conservação de Bens Imóveis
3. Serviços de Copa e Cozinha;
4. Manutenção e conservação de Bens Móveis;
5. Serviços de Brigada de Incêndio;
6. Apoio Administrativo – Menores Aprendizizes;
7. Outras.

Natureza: (O) Ordinária; (E) Emergencial.

Nível de Escolaridade: (F) Ensino Fundamental; (M) Ensino Médio; (S) Ensino Superior.

Situação do Contrato: (A) Ativo Normal; (P) Ativo Prorrogado; (E) Encerrado.

Quantidade de trabalhadores: (P) Prevista no contrato; (C) Efetivamente contratada.

Fonte:

Quadro A.5.10 - Distribuição do pessoal contratado mediante contrato de prestação de serviço com locação de mão de obra

Identificação do Contrato	Área	Qtd.	Unidade Administrativa
ECE 432/08 e ECE 432-A/08	1	15	Diretoria de Administração
	1	06	Diretoria de Distribuição
	1	07	Diretoria de Engenharia
	1	11	Diretoria Financeira
	1	04	Diretoria de Tecnologia
	1	17	Presidência
ECE 551/10 e ECE 551-A/10	1	24	Diretoria de Administração
	1	10	Diretoria de Distribuição
	1	16	Diretoria de Engenharia
	1	20	Diretoria Financeira
	1	07	Diretoria de Tecnologia
	1	33	Presidência
ECE 357/08, ECE 357-A/08, ECE 357-B/09 e ECE 357-C/10	1	14	Diretoria de Administração
	1	06	Diretoria de Distribuição
	1	11	Diretoria de Engenharia
	1	12	Diretoria Financeira
	1	06	Diretoria de Tecnologia
	1	13	Presidência
ECE 577/10	1	17	Diretoria de Administração
	1	06	Diretoria de Distribuição
	1	13	Diretoria de Engenharia
	1	12	Diretoria Financeira
	1	06	Diretoria de Tecnologia
	1	17	Presidência

ECE 600/10	9	3	Diretoria de Administração
ECE – 448/09	8	137	Diretoria de Administração
ECE – 156/05	7	83	Diretoria de Administração
ECE – 411/08	2	53	Diretoria de Administração
ECE – DAC -617/10	1	30	Diretoria de Administração
ECE – DAC – 617/10	4	14	Diretoria de Administração
ECE – DAC – 617/10	1	4	Diretoria de Administração
ECE – 459/09	3	56	Diretoria de Administração
ECE – DAC – 605/10	1	5	Diretoria de Administração
ECE – 311-07 / ECE – 311 – B/09	1	2	Diretoria de Administração
ECE – DAC – 606/10	1	24	Diretoria de Administração
ECE – 398/08	1	9	Diretoria de Administração
ECE – 484/09	1	14	Diretoria de Administração
ECE – 394/08	1	7	Diretoria de Administração
ECE – DAC – 615/10	5	58	Diretoria de Administração
ECE – 134/05	4	1	Diretoria de Administração
ECE – 266/07	1	5	Diretoria de Administração
ECE – 528/09	4	10	Diretoria de Administração
LEGENDA			
Área:			
1. Apoio Administrativo Técnico e Operacional;			
2. Manutenção e Conservação de Bens Imóveis;			
3. Serviços de Copa e Cozinha;			
4. Manutenção e conservação de Bens Móveis;			
5. Serviços de Brigada de Incêndio;			
6. Apoio Administrativo – Menores Aprendizes;			
7. Higiene e Limpeza;			
8. Vigilância Ostensiva;			
9. Outras.			

Fonte:

5.6 Indicadores Gerenciais Sobre Recursos Humanos

- **Absenteísmo;**
- Incluindo licenças maternidades/paternidades é igual a 9,35%

- **Acidentes de Trabalho e Doenças Ocupacionais;**

Acidentes de Trabalho	Número de Acidentes sem Vítimas	0
	Número de Acidentes com Vítimas com Afastamento Inferior a 15 dias	0
	Número de Acidentes com Vítimas com Afastamento Superior a 15 dias	0
	Número de Acidentes com Vítimas sem Afastamentos	1

Doenças Ocupacionais	0
----------------------	---

- **Rotatividade (*turnover*);**

Percentual de Desligamento de Empregados Concursados - Resumo					
Ano	Concurso 2002	Concurso 2003	Concurso 2005	Concurso 2007	Total
Admitidos	118	227	235	409	989
	Entre 06/2002 e 06/2003	Entre 06/2003 e 06/2003	Entre 07/2006 e 04/2010	Entre 02/2008 e 12/2010	
2002	6	----	----	----	6
2003	21	4	----	----	25
2004	13	9	----	----	22
2005	5	17	----	----	22
2006	9	36	19	----	64
2007	3	11	20	----	34
2008	1	9	28	18	56
2009	2	4	12	23	41
2010	0	3	10	28	41
Desligados	60	93	89	69	311
Turnover	50,85%	40,97%	37,87%	16,87%	31,45%
	Data base: 31/12/2010				

OBS.: Nestes cálculos não são considerados os desligamentos de empregados antigos (inclusive PDVE) - somente empregados oriundos dos Concursos 2002/2003/2005/2007.

- **Educação Continuada;**

Educação Corporativa Eletrobras - 2010				
Modalidade	Ações Educativas	Participantes	Horas / Participantes	Investimento
Longa Duração	48	48	240,0	R\$ 1.051.319,60
Curta e Média Duração	630	1946	23,3	R\$ 2.905.058,17
Idiomas	441	441	40,3	R\$ 1.057.102,06
Seminários e Congressos	89	296	23,5	R\$ 606.976,00
TOTAIS	1208	2731		R\$ 5.620.455,83

Horas Treinadas por Empregado	65,3
-------------------------------	------

Investimento por Empregado R\$	4.496,36
--------------------------------	----------

- **Satisfação e Motivação;**

- A Eletrobras realizou Pesquisa de Clima Organizacional em 2010, que na holding teve como resultado o Índice Geral de Favorabilidade de 68,33%.

- **Disciplina;**

- **Desempenho funcional;**

- A Eletrobras implantou o Sistema de Gestão de Desempenho – SGD para todos os seus empregados.

- **Níveis Salariais;**

- A Eletrobras implantou o Plano de Carreira e Remuneração – PCR.

- **Demandas Trabalhistas**

Os processos trabalhistas em trâmite no Rio de Janeiro, por questões de mérito administrativo, sempre foram patrocinados por escritórios terceirizados. Devido a isso, nos processos mais antigos, tem-se uma sucessão de patrocínios, porquanto, cada escritório permaneceu certo lapso temporal a cargo do labor.

Não vejo a necessidade de repetirmos esse tópico que já estava no relatório do ano passado.

Idem.

Durante os meses de dezembro/2008 a julho/2009, diante da observância de algumas situações ocorridas nos processos, várias rotinas foram implementadas, dentre elas:

- Criação de roteiro de procedimentos internos e externos;
- Criação e atualização modelos de cartas e de memorandos;
- Ajuste do sistema de cadastro e acompanhamento processual;
- Padronização de peças processuais;
- Maior interação com o Departamento de Gestão de Pessoas – DAG; e
- Ajuste do provisionamento contábil das ações.

Referidas rotinas otimizaram o trabalho desenvolvido e culminaram em sensíveis modificações na postura da Justiça Laboral em relação às ações propostas em face da ELETROBRÁS.

No que tange ao provisionamento contábil das ações, esclarece-se que esse procedimento sempre foi desempenhado pelo Departamento de Gestão de Pessoas - DAG, porquanto, detém pessoal qualificado para tanto, assim como os dados necessários ao cálculo. Em início de 2009, o DAG terceirizou o serviço de elaboração desses cálculos.

Com a contratação do escritório terceirizado, por meio de licitação, as rotinas acima mencionadas lhes foram repassadas, bem como orientações específicas de atuação na elaboração das peças processuais, por conta da nova gestão contratual implementada. Essas rotinas, aliadas à expertise dos advogados terceirizados, têm incrementado o êxito em favor da ELETROBRÁS em várias ações em curso.

A fiscalização do escritório está a cargo do Departamento Jurídico – PGJ na Divisão de Assessoramento - PGJT, que analisa o seu desempenho diariamente através de e-mails, relatórios, cartas e peças protocolizadas. A sintonia entre os advogados terceirizados e o DAG também faz parte da gestão, porquanto, os prepostos que representam a empresa trabalham no DAG.

Uma questão que merece destaque diz respeito aos processos nos quais é deferido ao reclamante a modificação de sua remuneração e o respectivo incremento de sua aposentadoria, constando como obrigação de fazer a recomposição da reserva matemática gerida pela Fundação Eletros.

Desse modo, com o fim de liquidar os processos nesta situação, a partir de 2010, foram contratados os serviços de profissional experto na elaboração de cálculos atuariais, o qual apura os valores devidos a título de parcelas vincendas, bem como, o valor do aporte a ser realizado em favor da Fundação Eletros para a recomposição da reserva matemática, possibilitando à Eletrobrás criticar os valores eventualmente apresentados pela Fundação. (pergunta: Devemos citar o êxito alcançado com a economia de alguns milhões, se não me engano na casa dos R\$ 6,0, num processo recente após a contratação desse especialista?)

Assim, uma vez definidos os valores e realizado o aporte necessário à recomposição da Reserva Matemática, torna-se possível a extinção do processo.

- Processos Trabalhistas – Extra/RJ:

Atualmente, os processos em trâmite fora do Estado do Rio de Janeiro (exceto Distrito Federal) são patrocinados pelos advogados integrantes da PGJT e a eles se aplicam as mesmas diretrizes dos processos em trâmite no RJ.

Aqui merece destaque o aumento das reclamações trabalhistas propostas em face da Eletrobrás por ocasião do fortalecimento Companhia, realçando a questão do grupo econômico para fins trabalhistas.

- Processos Trabalhistas – Distrito Federal:

O Departamento Jurídico da ELETROBRÁS dispõe de uma divisão na cidade de Brasília, que tem por atribuição patrocinar as reclamações trabalhistas distribuídas no Distrito Federal em face da empresa, bem como atuar nos recursos em trâmite nos Tribunais Superiores e no Supremo Tribunal Federal – STF.

São processados no TST e no STF os recursos oriundos de todos os Tribunais Regionais do Trabalho do país. Desse modo, quando um processo proveniente do Rio de Janeiro, por exemplo, é remetido ao TST para julgamento, o patrocínio da ação se dá pela PGJB. Ao retornar ao Tribunal de origem, restitui-se o patrocínio principal ao Escritório terceirizado.

Não há terceirização de patrocínio pela PGJB, aplicando-se aos processos sob seus cuidados as mesmas diretrizes dos processos em trâmite no RJ.

- Quantitativos:

Cumpra esclarecer que o quantitativo de processos oscila com o passar do ano, porquanto, da mesma forma que processos são remetidos ao arquivo judicial, outros novos são distribuídos.

Segue o panorama dos processos nos anos de 2008/2011.

- 2008
 - em andamento durante o ano: 575 processos (01/01/2008)
 - arquivados durante o ano: 169 processos
 - ativos ao final do ano: 406 processos (31/12/2008)
 - valores estimados: +/- R\$ 134.000.000,00

- 2009
 - em andamento durante o ano: 448 processos (01/01/2009)
 - arquivados durante o ano: 91 processos
 - ativos ao final do ano: 357 processos (31/12/2009)
 - valores estimados: +/- R\$ 130.000.000,00

- 2010
 - em andamento durante o ano: 400 processos (01/01/2010)
 - arquivados durante o ano: 76 processos
 - ativos ao final do ano: 324 processos (31/12/2010)
 - valores estimados: +/- R\$ 112.000.000,00

- Conclusões:

O passivo trabalhista da Eletrobras segue paulatinamente sendo assentado, inclusive através de medidas administrativas preventivas de novas demandas.

Em atendimento ao Acórdão 2555/2010 2ª Câmara informamos que no presente momento não há situações de inadimplência de empresa cessionária que esteja evidenciada a inviabilidade de negociação por via administrativa (item 1.5.1 do referido acórdão).

Adicionalmente, com fulcro no mesmo acórdão supra mencionado, no que tange ao adicional pago ao Sr. João Paulo Pires Alves (item 1.5.2 do Acórdão 2555/2010 2ª Câmara), esclarecemos que com base em parecer do Departamento Jurídico, anexo a este relatório, o Departamento de Gestão de Pessoas – DAG suspendeu o pagamento da verba salarial ao empregado sem que, no entanto, ocorresse a devolução da quantia pelo referido empregado, bem como o ressarcimento a Furnas.”

CEPEL

A) Composição Do Quadro De Servidores Ativos

Composição do Quadro de Recursos Humanos - Situação apurada em 31/12/2010

Tipologias dos Cargos	Lotação		Ingressos em 2010	Egressos em 2010
	Autorizada	Efetiva		
1 Provimento de cargo efetivo				
1.1 Membros de poder e agentes políticos				
1.2 Servidores de Carreira				
1.2.1 Servidor de carreira vinculada ao órgão	570	471	0	6
1.2.2 Servidor de carreira em exercício descentralizado				
1.2.3 Servidor de carreira em exercício provisório				
1.2.4 Servidor requisitado de outros órgãos e esferas		6	2	
1.3 Servidores com Contratos Temporários				
1.4 Servidores Cedidos ou em Licença				
1.4.1 Cedidos		29		
1.4.2 Removidos				
1.4.3 Licença remunerada		2		
1.4.4 Licença não remunerada				
2 Provimento de cargo em comissão				
2.1 Cargos Natureza Especial				
2.2 Grupo Direção e Assessoramento superior				
2.2.1 Servidor de carreira vinculada ao órgão				
2.2.2 Servidor de carreira em exercício descentralizado				
2.2.3 Servidor de outros órgãos e esferas				
2.2.4 Sem vínculo		4		1
2.2.5 Aposentado				
2.3 Funções gratificadas				
2.3.1 Servidor de carreira vinculada ao órgão				
2.3.2 Servidor de carreira em exercício descentralizado				
2.3.3 Servidor de outros órgãos e esferas				
3 Total	570	512	2	7

Fonte:Relatório Gerencial - DGP

**Composição do Quadro de Recursos Humanos por faixa etária
Situação apurada em 31/12/2010**

Tipologias do Cargo	Faixa Etária (anos)				
	Até 30	De 31 a 40	De 41 a 50	De 51 a 60	Acima de 60
1. Provimento de cargo efetivo					
1.1. Membros de poder e agentes políticos					
1.2. Servidores de Carreira	30	77	149	186	35
1.3. Servidores com Contratos Temporários					
1.4. Servidores Cedidos ou em Licença		3	11	17	
2. Provimento de cargo em comissão					
2.1. Cargos de Natureza Especial					
2.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior			1	1	2
2.3. Funções gratificadas					

Fonte:Relatório Gerencial - DGP

**Composição do Quadro de Recursos Humanos por nível de escolaridade - Situação
apurada em 31/12/2010**

Tipologias do Cargo	Nível de Escolaridade								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Provimento de cargo efetivo									
1.1. Membros de poder e agentes políticos									
1.2. Servidores de Carreira			3	50	173	103		90	58
1.3. Servidores com Contratos Temporários									
1.4. Servidores Cedidos ou em Licença					12	12		3	4
2. Provimento de cargo em comissão									
2.1. Cargos de Natureza Especial									
2.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior						3			1
2.3. Funções gratificadas									

LEGENDA

Nível de Escolaridade

1 - Analfabeto; 2 - Alfabetizado sem cursos regulares; 3 - Primeiro grau incompleto; 4 - Primeiro grau;
5 - Segundo grau ou técnico; 6 - Superior; 7 - Aperfeiçoamento / Especialização / Pós-Graduação;
8 - Mestrado; 9 - Doutorado; 10 - Não Classificada.

Fonte:Relatório Gerencial - DGP

B) Composição Do Quadro De Servidores Inativos E Pensionistas

Composição do Quadro de Servidores Inativos - Situação apurada em 31/12/2010

Regime de proventos / Regime de aposentadoria	Quantitativo de Servidores	Aposentadorias em 2010
1 Integral		
1.1 Voluntária		
1.2 Compulsório		
1.3 Invalidez Permanente	8	1
1.4 Outras		
2 Proporcional		
2.1 Voluntária		
2.2 Compulsório		
2.3 Invalidez Permanente		
2.4 Outras		

Fonte:Relatório Gerencial - DGP

C) Composição Do Quadro De Estagiários

Composição do Quadro de Estagiários

Nível de escolaridade	Quantitativo de contratos de estágio vigentes				Custo do exercício (Valores em R\$ 1,00)
	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	
Nível superior	107	111	114	98	1.119.036,00
• Área Fim	43	48	52	40	
• Área Meio	64	63	62	58	
Nível Médio	14	12	9	8	65.423,00
• Área Fim	10	9	8	5	
• Área Meio	4	3	1	3	

Fonte:Relatório Gerencial - DGP

D) Custos Associados À Manutenção Dos Recursos Humanos
Quadro de custos de recursos humanos nos exercícios de 2008, 2009 e 2010.

Valores em R\$ 1,00

Tipologias Exercícios	Vencimentos e Vantagens Fixas	Despesas Variáveis						Total
		Retribuições	Gratificações	Adicionais	Indenizações	Benefícios Assistenciais e previdenciários	Demais despesas variáveis	
Membros de poder e agentes políticos								
2008	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2009	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2010	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Servidores de Carreira que não ocupam cargo de provimento em comissão								
2.008	27.161.000	N/A	N/A	10.885.000	N/A	4.895.641	6.610.358	49.551.999
2.009	31.864.000	N/A	N/A	7.401.000	N/A	5.296.718	11.767.662	56.329.380
2.010	36.080.167	N/A	N/A	8.208.813	N/A	4.757.228	13.925.414	62.971.622
Servidores com Contratos Temporários								
2.008	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2.009	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2.010	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Servidores Cedidos com ônus ou em Licença								
2.008	89.563	N/A	N/A	58.192	N/A	947	33.927	182.629
2.009	110.945	N/A	N/A	73.135	N/A	418	25.485	209.983
2.010	118.025	N/A	N/A	69.625	N/A	8.499	71.334	267.483
Servidores ocupantes de Cargos de Natureza Especial								
2.008	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2.009	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2.010	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Servidores ocupantes de cargos do Grupo Direção e Assessoramento Superior								
2.008	619.000	N/A	N/A	25.000	N/A	4.472	121.354	769.826

2.009	810.000	N/A	N/A	34.000	N/A	9.970	160.471	1.014.441
2.010	826.400	N/A	N/A	42.763	N/A	9.902	184.987	1.064.052
Servidores ocupantes de Funções gratificadas								
2008	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2009	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2010	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

E) Locação De Mão De Obra Mediante Contratos De Prestação De Serviços

Contratos De Prestação De Serviços De Limpeza, Higiene e Vigilância Ostensiva

Unidade Contratante														
Nome: CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL														
UG/Gestão: DLO				CNPJ: 42.288.886/0001-60										
Informações sobre os contratos														
Ano do contrato	Área	Nat.	Identificação do contrato	Empresa Contratada (CNPJ)	Período Contratual de execução das atividades contratadas		Nível de Escolaridade exigido dos trabalhadores contratados						Sit.	
					Início	Fim	F		M		S			
							P	C	P	C	P	C		
2007	L	O	02/041/06	00.297.506/0001-04	13/01/2007	02/07/2010	54	47	-	-	-	-	-	E
2007	L	O	02/001/07	00.297.506/0001-04	01/02/2007	02/07/2010	13	13	-	-	-	-	-	E
2008	V	O	02/058/08	02.060.306/0001-69	22/10/2008	21/10/2011	62	48	-	13	-	1	-	P
2010	L	O	02/046/10	08.901.884/0001-67	05/07/2010	04/07/2012	50	48	-	2	-	-	-	A
2010	L	O	02/076/10	02.182.621/0001-69	15/12/2010	14/12/2012	11	9	-	2	-	-	-	A
2010	L	O	02/044/10	07.885.892/0001-02	12/07/2010	27/08/2010	13	12	-	-	-	-	-	E
Observação: Esta planilha contempla os contratos de serviço de manutenção de áreas verdes.														
LEGENDA														
Área: (L) Limpeza e Higiene; (V) Vigilância Ostensiva.														
Natureza: (O) Ordinária; (E) Emergencial.														
Nível de Escolaridade: (F) Ensino Fundamental; (M) Ensino Médio; (S) Ensino Superior.														
Situação do Contrato: (A) Ativo Normal; (P) Ativo Prorrogado; (E) Encerrado														
Quantidade de Trabalhadores: (P) Prevista no contrato; (C) Efetivamente contratada.														

Fonte: Controle de Contratos (Fiscalização)

Contratos De Prestação De Serviços Com Locação De Mão De Obra

Unidade Contratante													
Nome: CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL													
UG/Gestão: DLO							CNPJ: 42.288.886/0001-60						
Informações sobre os contratos													
Ano do contrato	Área	Nat.	Identificação do contrato	Empresa Contratada (CNPJ)	Período Contratual de execução das atividades contratadas		Nível de Escolaridade exigido dos trabalhadores contratados						Sit.
					Início	Fim	F		M		S		
							P	C	P	C	P	C	
2005	7	O	02/027/05	02.566.106/0001-82	20/05/2005	31/07/2010	14	10	1	5	1	1	E
2007	1	O	02/043/06	04.607.444/0001-40	13/01/2007	12/01/2012	31	5	-	20	-	6	P
2007	6	O	02/050/07	33.621.319/0001-93	01/10/2007	30/09/2011	16	16	-	-	-	-	P
2009	1	O	02/077/09	00.491.542/0001-04	01/11/2009	31/10/2011	-	-	-	-	8	6	P
2010	1	O	02/034/10	09.060.537/0001-11	01/06/2010	31/05/2011	5	4	-	1	-	-	A
2010	7	O	02/042/10	02.566.106/0001-82	01/08/2010	31/07/2011	14	10	1	5	1	1	A
2010	7	O	02/045/10	02.566.106/0001-82	01/09/2010	31/08/2011	13	9	-	4	-	-	A
Observação:													
LEGENDA													
Área:													
1. Apoio Administrativo Técnico e Operacional;													
2. Manutenção e Conservação de Bens Imóveis;													
3. Serviços de Copa e Cozinha;													
4. Manutenção e conservação de Bens Móveis;													
5. Serviços de Brigada de Incêndio;													
6. Apoio Administrativo - Menores Aprendizes;													
7. Outras.													
Natureza: (O) Ordinária; (E) Emergencial.													
Nível de Escolaridade: (F) Ensino Fundamental; (M) Ensino Médio; (S) Ensino Superior.													
Situação do Contrato: (A) Ativo Normal; (P) Ativo Prorrogado; (E) Encerrado													
Quantidade de Trabalhadores: (P) Prevista no contrato; (C) Efetivamente contratada.													

Fonte: Controle de Contratos (Fiscalização)

Distribuição Do Pessoal Contratado De Prestação De Serviço Com Locação De Mão De Obra

Identificação do contrato	Área	Qtd.	Unidade Administrativa
02/027/05	9	10	Unidade Fundão
02/027/05	9	6	Unidade Adrianópolis
02/041/06	7	29	Unidade Fundão
02/041/06	7	18	Unidade Adrianópolis
02/043/06	1	17	Unidade Fundão
02/043/06	1	14	Unidade Adrianópolis
02/050/07	6	16	Unidade Fundão
02/001/07	9	6	Unidade Fundão
02/001/07	9	7	Unidade Adrianópolis
02/058/08	8	34	Unidade Fundão
02/058/08	8	28	Unidade Adrianópolis
02/077/09	1	6	Unidade Fundão
02/034/10	1	4	Unidade Fundão
02/034/10	1	1	Unidade Adrianópolis
02/042/10	9	10	Unidade Fundão
02/042/10	9	6	Unidade Adrianópolis
02/045/10	9	2	Unidade Fundão
02/045/10	9	11	Unidade Adrianópolis
02/076/10	9	5	Unidade Fundão
02/076/10	9	6	Unidade Adrianópolis
02/044/10	9	6	Unidade Fundão
02/044/10	9	6	Unidade Adrianópolis
02/046/10	7	33	Unidade Fundão
02/046/10	7	17	Unidade Adrianópolis

LEGENDA

Área:

1. Apoio Administrativo Técnico e Operacional;
2. Manutenção e Conservação de Bens Imóveis;
3. Serviços de Copa e Cozinha;
4. Manutenção e conservação de Bens Móveis;
5. Serviços de Brigada de Incêndio;
6. Apoio Administrativo - Menores Aprendizes;
7. Higiene e Limpeza;
8. Vigilância Ostensiva;
9. Outras.

Fonte: Controle de Contratos (Fiscalização)

F) Indicadores Gerenciais Sobre Recursos Humanos

O Departamento de Gestão de Pessoas – DGP é a Unidade do Cepel que registra e disponibiliza os indicadores sobre Recursos Humanos.

Esclarecemos que o Cepel faz parte do Sistema Eletrobras e que há um estudo em andamento para unificação dos indicadores de Recursos Humanos no âmbito deste Sistema, visando seus monitoramentos e aplicações de ações em relação aos resultados dos mesmos.

A seguir, apresentamos as informações dos indicadores solicitados para integrarem o Relatório de Gestão 2010, com registro no DGP:

● Absenteísmo:

O indicador utilizado para gerenciar este aspecto é o Índice de Absenteísmo – IDA.

Tem como objetivo medir a taxa de ausência ao trabalho no período a partir da fórmula $[(\text{N}^\circ. \text{ de horas de ausência ao trabalho no período} / \text{N}^\circ. \text{ de horas potenciais de trabalho}^{(1)} \text{ no período}) * 100]$, através dos parâmetros Total de horas de ausência ao trabalho no período e Total de horas potenciais de trabalho no período.

⁽¹⁾ Horas Potenciais de Trabalho: $\{\text{Total de empregados} \times \text{Hora diária de trabalho} \times \text{dias úteis de trabalho (ano, mês)}\}$.

● Acidentes de Trabalho:

O indicador utilizado para gerenciar este aspecto é o Índice de Acidentes de Trabalho com Afastamento - IAT.

Tem como objetivo medir a frequência com que ocorrem acidentes de trabalho em relação ao número de horas trabalhadas no período a partir da fórmula $(\Sigma \text{ de Acidentes de Trabalho com afastamento} / \text{N}^\circ. \text{ de horas trabalhadas})$, através dos parâmetros Total de Acidentes de Trabalho com Afastamento e Total de Horas Trabalhadas no período.

● Rotatividade (*turnover*):

O indicador utilizado para gerenciar este aspecto é o Índice de Saída de Empregados - ISE.

Tem como objetivo medir e acompanhar a saída dos empregados efetivos, a fim de estabelecer políticas adequadas para o gerenciamento desta categoria de colaborador a partir da fórmula $[(\Sigma \text{ de Saídas de Empregados no Ano} / \text{Média Anual de Empregados}) * 100]$, através dos parâmetros Número total de desligamentos de empregados efetivos no ano de referência e Média anual do quadro de empregados efetivos do Cepel no ano de referência.

● Educação Continuada:

O indicador utilizado para gerenciar este aspecto é o Índice de Treinamento - IT.

Tem como objetivo medir o número de horas em treinamento, considerando a participação em cursos, seminários e congressos, estágios e intercâmbios, comprovadamente em registros formais, com exceção das horas referentes à pós-graduação a partir da fórmula $(\Sigma \text{ de Horas de Educação e Treinamento no Ano} / \text{Média de Empregados Efetivos no Ano})$, através dos parâmetros N^o. total de horas de treinamento investidas em cursos, seminários e congressos, estágios e intercâmbios, comprovadamente em registros formais, com exceção das horas referentes à pós-graduação no período e Média de empregados efetivos no ano.

● **Níveis Salariais:**

Para gerenciar este aspecto são utilizados os seguintes Indicadores:

→ Amplitude Salarial – AS

Tem como objetivo medir o quanto a remuneração mais elevada é superior à remuneração mais baixa a partir da fórmula (Remuneração Individual Bruta mais Elevada/Remuneração Individual Bruta mais Baixa), através dos parâmetros Remuneração bruta fixa mais elevada e Remuneração bruta fixa mais baixa.

→ Amplitude Salarial dos Empregados (exceto Diretores, Gerentes e Supervisores) – ASE

Tem como objetivo medir o quanto a remuneração mais elevada dos empregados (exceto Diretores, Gerentes e Supervisores) é superior à remuneração mais baixa dos empregados (exceto Diretores, Gerentes e Supervisores), a partir da fórmula {Remuneração Individual Bruta mais Elevada dos Empregados (exceto Diretores, Gerentes e Supervisores)/ Remuneração Individual Bruta mais Baixa dos Empregados (exceto Diretores, Gerentes e Supervisores)}, através dos parâmetros Remuneração bruta fixa ⁽²⁾ mais elevada dos Empregados (exceto Diretores, Gerentes e Supervisores) e Remuneração bruta fixa mais baixa dos Empregados (exceto Diretores, Gerentes e Supervisores).

→ Amplitude Salarial da Categoria de Gerentes e Supervisores – ASG

Tem como objetivo Medir o quanto a remuneração mais elevada da categoria de Gerentes e Supervisores é superior à remuneração mais baixa da categoria de Gerentes e Supervisores a partir da fórmula (Remuneração Individual Bruta mais Elevada da categoria de Gerentes e Supervisores / Remuneração Individual Bruta mais Baixa da categoria de Gerentes e Supervisores), através dos parâmetros Remuneração bruta fixa ⁽²⁾ mais elevada da categoria de Gerentes e supervisores e Remuneração bruta fixa mais baixa da categoria de Gerentes e Supervisores.

→ Amplitude Salarial da Categoria de Diretores – ASD

Tem como objetivo medir o quanto a remuneração mais elevada da categoria de Diretores é superior à remuneração mais baixa da categoria de Diretores a partir da fórmula (Remuneração Individual Bruta mais Elevada da categoria de Diretores /Remuneração Individual Bruta mais Baixa da categoria de Diretores), através dos parâmetros Remuneração bruta fixa ⁽²⁾ mais elevada da categoria de Diretores e Remuneração bruta fixa mais baixa da categoria de Diretores.

⁽²⁾ Remuneração Bruta Fixa: Salário Base + ATS + Periculosidade + Insalubridade + Penosidade + NC/RH-025 + NC/RH-028. (Não levar em consideração PR + Férias).

6. Informações sobre as transferências mediante convênio, acordo ou outros instrumentos

PGR - Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade

Quadro A.6.1 – Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes no exercício de referência

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobras									
CNPJ: 00.001.180/0002-07					UG/GESTÃO: PGR				
Informações sobre as transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No exercício	Acumulado até exercício	Início	Fim	
1	ECV-235/2007	72.060.999/0001-75	R\$ 352.800,00	R\$ 120.400,00	R\$ 70.560,00	R\$ 335.160,00	06.02.07	05.02.11	1
1	ECV 278/2008 / ECV-278-A/2009	88.630.413/0007-96	R\$ 956.200,00	R\$ 24.750.000,00	R\$ 47.800,00	R\$ 956.200,00	26.09.08	25.07.10	4
1	ECV-284/2008	27.219.757/0001-27	R\$ 89.891,92	R\$ 91.570,28	R\$ 0,00	R\$ 85.397,40	26.01.09	25.03.10	4
1	ECV-286/2009 / ECV-286-A/2010	07.651.228/0001-90	R\$ 31.211,80	R\$ 132.574,27	R\$ 31.211,80	R\$ 31.211,80	04.05.09	03.08.10	4
1	ECV-287/2009	04.132.132/0001-28	R\$ 249.000,00	R\$ 28.320,00	R\$ 12.450,00	R\$ 249.000,00	17.02.09	16.05.10	4
1	ECV- 288/2009	08.458.084/0001-13	R\$ 498.000,00	R\$ 75.000,00	R\$ 24.900,00	R\$ 498.000,00	03.03.09	02.08.10	4
1	ECV-289/2009	05.048.173/0001-01	R\$ 249.978,50	R\$ 247.220,00	R\$ 12.498,92	R\$ 247.247,46	16.03.09	15.06.10	4
1	ECV- 290/2009 / ECV-290-A/2010 / ECV-290-B/2010	08.783.132/0001-49	R\$ 238.000,00	R\$ 42.000,00	R\$ 0,00	R\$ 166.600,00	05.06.09	04.03.11	1
1	ECV-292/2009 / ECV-292-A/2010	04.189.038/0001-05	R\$ 336.095,33	R\$ 55.671,97	R\$ 87.516,54	R\$ 319.290,57	06.07.09	05.09.10	4

1	ECV- 293/2009	33.638.388/0001-00	R\$ 298.068,00	R\$ 54.559,00	R\$ 118.130,60	R\$ 283.164,60	09.06.09	08.06.10	4
1	ECV- 295/2009	31.168.644/0001-17	R\$ 600.000,00	R\$ 120.000,00	R\$ 30.000,00	R\$ 600.000,00	02.07.09	01.05.10	4
1	ECV-296/2009	04.461.155/0001-86	R\$ 372.691,58	R\$ 49.420,00	R\$ 92.057,00	R\$ 354.057,00	03.08.09	02.08.10	4
1	ECV-299/2009	33.638.388/0001-00	R\$ 338.388,00	R\$ 46.717,00	R\$ 133.307,70	R\$ 321.468,60	25.09.09	24.06.10	4
1	ECV- 305/2009 / ECV-305-A/2010	05.420.357/0001-42	R\$ 200.000,00	R\$ 39.385,21	R\$ 56.538,38	R\$ 190.000,00	27.10.09	26.04.11	1
1	ECV-309/2009	07.191.143/0001-77	R\$ 198.176,00	R\$ 25.376,00	R\$ 198.176,00	R\$ 198.176,00	21.12.09	20.06.10	4
1	ECV-310/2009	06.154.380/0001-03	R\$ 352.825,86	R\$ 60.000,00	R\$ 306.286,94	R\$ 306.286,94	02.01.10	01.04.11	1
1	ECV-313/2010	07.880.257/0001-24	R\$ 200.000,00	R\$ 24.000,00	R\$ 190.000,00	R\$ 190.000,00	08.02.10	07.04.11	1
1	ECV-318/2010	02.287.214/0001-16	R\$ 399.501,00	R\$ 70.188,32	R\$ 159.800,00	R\$ 159.800,00	01.06.10	30.09.11	1
1	ECV-319/2010 / ECV-319-A-2011	73.316.457/0001-83	R\$ 332.956,00	R\$ 40.888,00	R\$ 171.216,00	R\$ 171.216,00	31.05.10	30.05.11	1
1	ECV 320/2010 / ECV-320-A/2010	39.259.098/0001-31	R\$ 467.070,00	R\$ 23.111,41	R\$ 219.522,90	R\$ 219.522,90	26.06.10	25.08.11	1
1	ECV-321/2010	06.085.782.0001-95	R\$ 277.738,00	R\$ 111.336,00	R\$ 138.870,00	R\$ 138.870,00	02.08.10	01.10.11	1
1	ECV-323/2010	09.304.106/0001-53	R\$ 249.996,90	R\$ 30.000,00	R\$ 139.730,40	R\$ 139.730,40	11.08.10	10.11.11	1
1	ECV-324/2010	07.005.221/0001-00	R\$ 54.821,52	R\$ 48.897,91	R\$ 0,00	R\$ 0,00	10.08.10	08.08.11	1
1	ECV-326/2010	04.132.132/0001-28	R\$ 378.840,00	R\$ 28.760,00	R\$ 151.536,00	R\$ 151.536,00	20.08.10	19.10.11	1
1	ECV-322/2010	05.647.308/0001-47	R\$ 70.067,82	R\$ 28.800,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	12.08.10	11.04.11	1

1	ECV-325/2010	27.219.757/0001-27	R\$ 103.419,00	R\$ 63.690,28	R\$ 51.709,00	R\$ 51.709,00	10.08.10	09.11.11	1
1	ECV-327/2010	07.349.595/0001-34	R\$ 298.328,38	R\$ 64.000,00	R\$ 152.147,47	R\$ 152.147,47	03.09.10	02.02.12	1
1	ECV-328/2010	07.644.312/0001-87	R\$ 31.913,25	R\$ 15.423,10	R\$ 0,00	R\$ 0,00	08.09.10	07.04.11	1
1	ECV-330/2010	06.248.775/0001-67	R\$ 281.405,85	R\$ 83.859,00	R\$ 140.702,93	R\$ 140.702,93	28.08.10	27.08.11	1
1	ECV-331/2010	04.819.623/0001-47	R\$ 36.413,91	R\$ 15.423,10	R\$ 0,00	R\$ 0,00	14.10.10	13.05.11	1
1	ECV-329/2010	07.932.357/0001-57	R\$ 195.730,90	R\$ 62.538,60	R\$ 0,00	R\$ 0,00	01.09.10	31.03.11	1
1	ECV-334/2010	10.896.246/0001-47	R\$ 86.569,16	R\$ 88.060,25	R\$ 0,00	R\$ 0,00	08.11.10	07.08.11	1
1	ECV- PGR 002/2010	09.115.652/0001-46	R\$ 368.688,47	R\$ 96.502,32	R\$ 218.814,12	R\$ 218.814,12	17.12.10	16.02.12	1
1	ECV- PGR 001/2010	04.089.250/0001-09	R\$ 100.073,20	R\$ 51.096,00	R\$ 33.357,73	R\$ 33.357,73	04.11.10	03.01.12	1
1	ECV- PGR 003/2010	07.492.504/0001-15	R\$ 74.141,65	R\$ 16.995,61	R\$ 0,00	R\$ 0,00	30.12.10	29.06.11	1

Quadro A.6.2 – Resumo Dos Instrumentos Celebrados Pela UJ nos três últimos exercícios.

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobras						
CNPJ: 00.001.180/0002-07				UG/GESTÃO: PGR		
Modalidade	Quantidade de instrumentos celebrados em cada exercício			Valores repassados em cada exercício (Valores em R\$ 1,00)		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Convênio	13	14	20	2.774,424, 57	3.780.811,81	2.975.464,08
Contrato de Repasse	0	0	0	0,00	0,00	0,00
Termo de Parceria	0	0	0	0,00	0,00	0,00
Termo de Cooperação	0	0	0	0,00	0,00	0,00
Termo de Compromisso	0	0	0	0,00	0,00	0,00
Totais	13	14	20	2.774,424, 57	3.780.811,81	2.975.464,08

Quadro A.6.3 – Resumo dos instrumentos de transferência que vigerão em 2011 e exercícios seguintes.

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobras					
CNPJ: 00.001.180/0002-07			UG/GESTÃO: PGR		
Modalidade	Qtd. de instrumentos com vigência em 2011 e seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor global repassado até o final do exercício de 2010
		Contratados	Repassados até 2010	Previstos para 2011	
Convênio	24	5.681.300,87	2.765.453,49	2.915.847,38	48,67%
Contrato de Repasse	0	0	0	0	0,0%
Termo de Parceria	0	0	0	0	0,0%
Termo de Cooperação	0	0	0	0	0,0%
Termo de Compromisso	0	0	0	0	0,0%
Totais	24	5.681.300,87	2.765.453,49	2.915.847,38	48,67%

Quadro A.6.4 – Resumo da prestação de contas sobre transferências concedidas pela UJ na modalidade de convênio e de contratos de repasse.

Unidade Concedente						
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S. A. Eletrobras						
CNPJ: 00.001.180/0002-07			UG/GESTÃO: PGR			
Exercício da prestação de contas	Quantitativos e montante repassados			Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2010	Ainda no prazo de prestação de contas	Quantidade		04		
		Montante Repassado		313.881,12		
	Com prazo de prestação de contas vencido	Contas prestadas	Quantidade		19	
			Montante Repassado (R\$)		3.324.237,17	
		Contas NÃO prestadas	Quantidade		03	
			Montante Repassado (R\$)		370.930,00	
2009	Contas prestadas	Quantidade		20		
		Montante Repassado (R\$)		2.975.767,19		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade		02		
		Montante Repassado (R\$)		230.030,29		
2008	Contas prestadas	Quantidade		17		
		Montante Repassado (R\$)		1.879.024,80		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade		-		
		Montante Repassado (R\$)		-		
Anteriores a 2008	Contas NÃO prestadas	Quantidade		01		
		Montante Repassado (R\$)		50.000,00		

Fonte:

Quadro A.6.5 – Visão Geral Da Análise Das Prestações De Contas De Convênios E Contratos De Repasse.

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobras						
CNPJ: 00.001.180/0002-07			UG/GESTÃO: PGR			
Exercício da prestação de contas	Quantitativos e montantes repassados			Instrumentos		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2010	Quantidade de contas prestadas			32	0	
	Com prazo de análise ainda não vencido	Quantidade		7	0	
		Montante repassado (R\$)		1.013.944,09	0,00	
	Com prazo de análise vencido	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		24	0
			Quantidade Reprovada		1	0
			Quantidade de TCE		-	0
		Contas NÃO analisadas	Quantidade		-	0
Montante repassado (R\$)			-	0,00		
2009	Quantidade de contas prestadas			27	0	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		26	0	
		Quantidade Reprovada		1	0	
		Quantidade de TCE		-	0	
	Contas NÃO analisadas	Quantidade		-	0	
Montante repassado (R\$)		-	0,00			
2008	Quantidade de contas prestadas			27	0	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		26	0	
		Quantidade Reprovada		1	0	
		Quantidade de TCE		-	0	
	Contas NÃO analisadas	Quantidade		-	0	
Montante repassado		-	0,00			
Exercícios anteriores a 2008	Contas NÃO analisadas	Quantidade		-	0	
		Montante repassado		-	0,00	

Análise Crítica

- No caso das transferências em situação de inadimplência, a unidade concedente notifica formalmente a entidade beneficiária, enumerando as irregularidades e não conformidades, e solicita as devidas justificativas legais, num prazo de 15 dias. Se confirmada a má utilização do recurso repassado ou a não comprovação das despesas efetuadas, é solicitada a devolução do recurso para a conta corrente da concedente. Se dentro do prazo (em torno de cinco dias) estipulado, a causa da inadimplência não for sanada, a entidade beneficiária é avisada, por meio de nova notificação formal, que a Eletrobras determinará ao departamento jurídico da empresa a adoção de providências judiciais necessárias para o ressarcimento dos valores repassados no âmbito do Convênio que não tenham sido devidamente comprovados a fim de resguardar os interesses da Eletrobras.
- Observando o Quadro A.6.2 é possível afirmar que o número de convênios celebrados se manteve estável de 2008 a 2009, entretanto em 2010 a quantidade de convênios celebrados saltou de 14 para 20. Porém, o volume de recursos transferidos decresceu consideravelmente de 2009 para 2010. A explicação da diminuição dos valores repassados em 2010 deveu-se ao fato dos convênios celebrados em 2010, na sua maioria, terem sido assinados somente no segundo semestre, e especialmente no último trimestre do ano. Desta forma, boa parte dos repasses empenhados (parcela) possui previsão para desembolso apenas em 2011.
- Em relação às prestações de contas referentes às transferências expiradas até 2010, e observando os Quadros A.6.4 e A.6.5, é possível verificar uma pequena quantidade de contas não prestadas – uma antes de 2008, duas em 2009 e três em 2010 – sendo que estas últimas de 2010 referem-se às prestações de contas que, apesar de atrasadas e ainda não finalizadas antes de 31/12/2010, em 2011, ou já foram aprovadas ou estão em processo de aprovação após ajustes dos beneficiários. Em relação ao processo de análise das prestações de contas foi possível verificar que todas as contas foram analisadas e quase todas foram aprovadas, excetuando-se três contas distribuídas nos anos de 2008, 2009 e 2010, de um total de 86 contas prestadas.
- Desde fevereiro de 2009 foi criada a Divisão de Acompanhamento de Contratos e Convênios de responsabilidade do Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade. A criação desta Divisão teve como objetivo, dentre outros, segregar as funções de gestão e prestação de contas dos contratos e convênios, garantindo maior controle e confiabilidade das informações. Esta Divisão conta com profissionais formados em administração, contabilidade e em técnicas contábeis. Mesmo antes desta reestruturação, a área gestora de convênios sempre manteve o procedimento de visitar in loco todos os convênios celebrados, pelo menos uma vez, durante sua execução, de forma a constatar a regularidade da aplicação dos recursos, do cronograma previsto e das contrapartidas negociadas.
- Está em processo finalização na Eletrobras a revisão da Norma de Celebração de Convênios na Eletrobras e logo em seguida será iniciado a elaboração de uma Norma específica para Acompanhamento e Prestação de contas de Convênios.

PGO – Ouvidoria Interna

Quadro A.6.1 – Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes no exercício de referência

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobras									
CNPJ: 00.001.180/0002-07					UG/GESTÃO: PGO				
Informações sobre as transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No exercício	Acumulado até exercício	Início	Fim	
Convênio (1)	ECV 245/07	Eletronorte 00.357.038/0001-16	246.667,00	33.000,00	0,00	0,00	08/10/07	07/10/11	1

Quadro A.6.2 – Resumo dos instrumentos celebrados pela UJ nos três últimos exercícios

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras SA – Eletrobras						
CNPJ: 00.001.180/0002-07				UG/GESTÃO: PGO		
Modalidade	Quantidade de instrumentos celebrados em cada exercício			Valores repassados em cada exercício (Valores em R\$ 1,00)		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Convênio	0	0	0	0	0	0
Contrato de Repasse						
Termo de Parceria						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
Totais						

Fonte:

Quadro A.6.3 – Resumo dos instrumentos de transferência que vigerão em 2011 e exercícios seguintes

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras SA – Eletrobras					
CNPJ: 00.001.180/0002-07			UG/GESTÃO: PGO		
Modalidade	Qtd. de instrumentos com vigência em 2011 e seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor global repassado até o final do exercício de 2010
		Contratados	Repassados até 2010	Previstos para 2011	
Convênio	1	1	0	53416,86	0
Contrato de Repasse					
Termo de Parceria					
Termo de Cooperação					
Termo de Compromisso					
Totais					

Fonte:

Quadro A.6.4 – Resumo da prestação de contas sobre transferências concedidas pela UJ na modalidade de convênio e de contratos de repasse.

Unidade Concedente						
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras						
CNPJ: 00.001.180/0002-07			UG/GESTÃO:			
Exercício da prestação de contas	Quantitativos e montante repassados			Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2010	Ainda no prazo de prestação de contas	Quantidade		1		
		Montante Repassado		0		
	Com prazo de prestação de contas vencido	Contas prestadas	Quantidade		0	
			Montante Repassado (R\$)		0	
		Contas NÃO prestadas	Quantidade		0	
			Montante Repassado (R\$)		0	
2009	Contas prestadas	Quantidade				
		Montante Repassado (R\$)				
	Contas NÃO prestadas	Quantidade				
		Montante Repassado (R\$)				
2008	Contas prestadas	Quantidade				
		Montante Repassado (R\$)				
	Contas NÃO prestadas	Quantidade				
		Montante Repassado (R\$)				
Anteriores a 2008	Contas NÃO prestadas	Quantidade				
		Montante Repassado (R\$)				

Fonte:

Quadro A.6.5 - Visão Geral da análise das prestações de contas de Convênios e Contratos de Repasse

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras SA – Eletrobras					
CNPJ: 00.001.180/0002-07			UG/GESTÃO:		
Exercício da prestação de contas	Quantitativos e montantes repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2010	Quantidade de contas prestadas			0	
	Com prazo de análise ainda não vencido	Quantidade		0	
		Montante repassado (R\$)		0	
	Com prazo de análise vencido	Contas analisadas	Quantidade Aprovada	0	
			Quantidade Reprovada	0	
			Quantidade de TCE	0	
		Contas NÃO analisadas	Quantidade	0	
		Montante repassado (R\$)	0		
2009	Quantidade de contas prestadas			0	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		0	
		Quantidade Reprovada		0	
		Quantidade de TCE		0	
	Contas NÃO analisadas	Quantidade		0	
Montante repassado (R\$)		0			
2008	Quantidade de contas prestadas			0	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		0	
		Quantidade Reprovada		0	
		Quantidade de TCE		0	
	Contas NÃO analisadas	Quantidade		0	
Montante repassado		0			
Exercícios anteriores a 2008	Contas NÃO analisadas	Quantidade		0	
		Montante repassado		0	

Fonte:



DA – Diretoria de Administração

Quadro A.6.1 – Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes no exercício de referência

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobras									
CNPJ: 00.001.180/0002-07					UG/GESTÃO: DA				
Informações sobre as transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No exercício	Acumulado até exercício	Início	Fim	
1	ECV-245/2007	00.357.038/0001-16	R\$246.667,44	R\$33.000,00	0,00	0,00	08/10/07	07/10/11	-
1	ECV-307/2009	00.357.038/0001-16	R\$769.120,10	R\$69.920,00	0,00	0,00	03/03/10	02/03/14	-
1	ECV-297/2009	UFRJ – 33.663.683/0001-16 FUJB – 42.429.480/0001-50	R\$1.665,06	R\$247,80	R\$727,26	R\$1.417,26	01/10/09	31/03/11	4
1	ECV-073/05	34.268.789/0001-88	R\$3.510.000,00	0,00	R\$130.000,00	R\$3.510.000,00	06/09/05	06/02/10	4
1	ECV-249/07 e aditivos	34.268.789/0001-88	R\$60.568.965,23	0,00	R\$12.389.544,96	R\$43.532.889,16	01/11/07	31/10/11	1

Quadro A.6.2 – Resumo dos instrumentos celebrados pela UJ nos três últimos exercícios

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome:						
CNPJ:				UG/GESTÃO: DA		
Modalidade	Quantidade de instrumentos celebrados em cada exercício			Valores repassados em cada exercício (Valores em R\$ 1,00)		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Convênio	2	3	4	R\$12.069.363,52	R\$11.885.651,72	R\$11.826.850,82
Contrato de Repasse						
Termo de Parceria						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
Totais	2	3	4	R\$12.069.363,52	R\$11.885.651,72	R\$11.826.850,82

Fonte:

Quadro A.6.3 – Resumo dos instrumentos de transferência que vigorão em 2011 e exercícios seguintes

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras					
CNPJ:			UG/GESTÃO: DA		
Modalidade	Qtd. de instrumentos com vigência em 2011 e seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor global repassado até o final do exercício de 2010
		Contratados	Repassados até 2010	Previstos para 2011	
Convênio	5	R\$ 24.474.970,15	R\$1.957.929,97	R\$18.013.918,10	7,99%
Contrato de Repasse					
Termo de Parceria					
Termo de Cooperação					
Termo de Compromisso					
Totais		R\$24.474.970,15	R\$1.957.929,97	R\$18.013.918,10	7,99%

Fonte:

Quadro A.6.4 – Resumo da prestação de contas sobre transferências concedidas pela UJ na modalidade de convênio e de contratos de repasse.

Unidade Concedente							
Nome:							
CNPJ:			UG/GESTÃO: DA				
Exercício da prestação de contas	Quantitativos e montante repassados			Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)			
				Convênios	Contratos de Repasse		
2010	Ainda no prazo de prestação de contas	Quantidade					
		Montante Repassado					
	Com prazo de prestação de contas vencido	Contas prestadas	Quantidade			4	
			Montante Repassado (R\$)			R\$11.826.850,82	
		Contas NÃO prestadas	Quantidade				
			Montante Repassado (R\$)				
2009	Contas prestadas		Quantidade			3	
			Montante Repassado (R\$)			R\$11.885.651,72	
	Contas NÃO prestadas		Quantidade				
			Montante Repassado (R\$)				
2008	Contas prestadas		Quantidade			2	
			Montante Repassado (R\$)			R\$12.069.363,52	
	Contas NÃO prestadas		Quantidade				
			Montante Repassado (R\$)				
Anteriores a 2008	Contas NÃO prestadas		Quantidade				
			Montante Repassado (R\$)				

Fonte:

Quadro A.6.5 - Visão Geral da análise das prestações de contas de Convênios e Contratos de Repasse

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome:						
CNPJ:		UG/GESTÃO: DA				
Exercício da prestação de contas	Quantitativos e montantes repassados			Instrumentos		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2010	Quantidade de contas prestadas			40		
	Com prazo de análise ainda não vencido	Quantidade				
		Montante repassado (R\$)				
	Com prazo de análise vencido	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		40	
			Quantidade Reprovada			
			Quantidade de TCE			
Contas NÃO analisadas		Quantidade				
	Montante repassado (R\$)					
2009	Quantidade de contas prestadas			37		
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		37		
		Quantidade Reprovada				
		Quantidade de TCE				
	Contas NÃO analisadas	Quantidade				
Montante repassado (R\$)						
2008	Quantidade de contas prestadas			36		
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		36		
		Quantidade Reprovada				
		Quantidade de TCE				
	Contas NÃO analisadas	Quantidade				
Montante repassado						
Exercícios anteriores a 2008	Contas NÃO analisadas	Quantidade				
		Montante repassado				

Fonte:

DT – Diretoria de Tecnologia

Quadro A.6.1 – Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes no exercício de referência

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobras									
CNPJ: 00.001.180/0002-07					UG/GESTÃO: DT				
Informações sobre as transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No exercício	Acumulado até exercício	Início	Fim	
1	ECV-218A/2006	Fundação Ricardo Franco - FRF / Fundação de Amparo e Desenvolvimento da Pesquisa - FADESP	5.845.782,70	909.531,66	765.441,48	4.252.134,41	28/12/06	27/06/10	4
1	ECV-DTC-220C/2011	Fundação de Apoio ao Ensino, Pesquisa e Extensão de Itajubá - FAPEPE	2.759.965,00	2.059.965,00	0	700.000,00	29/12/06	28/12/11	1
1	ECV – DTC - 247B/2011	Fundação Candido Rondon - FCR	579.756,24	400.836,24	0	136.900,00	12/11/07	11/05/11	1
1	ECV-248A/2010	Fundação Ricardo Franco - FRF / Fundação de Amparo e Desenvolvimento da Pesquisa - FADESP	10.061.123,10	718.916,24	616.571,50	6.781.729,89	13/12/07	12/12/11	1
1	ECV-253A/2010	Fundação de Ensino de Engenharia de Santa Catarina - FEESC	1.679.847,31	1.513.113,20	33.623,00	166.734,11	26/12/07	25/06/11	1
1	ECV - DTC - 257B/2011	Fundação Empresa-Escola de Engenharia da UFRGS - FEENG	2.637.014,39	2.447.757,73	0	144.876,66	29/01/08	04/03/12	1

1	ECV-298/2009	Associação Técnico Científica Ernesto Luiz de Oliveira Júnior - ATECEL	2.622.419,65	276.000,00	209.896,16	1.602.680,96	01/10/09	30/11/12	1
1	ECV-285/2009	ABNT/CB-25 - Qualidade	627.300,00	586.800,00	0	30.000,00	04/05/09	04/05/12	1
1	ECV-300/2009	ABNT/CB-03 – Eletricidade - COBEI	2.844.000,00	2.644.000,00	0	60.000,00	18/12/09	18/12/12	1
1	ECV-301/2009	ABNT/CB-38 – Gestão Ambiental	612.000,00	576.000,00	12.000,00	12.000,00	03/11/09	03/11/12	1
1	ECV - DTC-002/2010	Beneficente da Indústria Carbonífera de Santa Catarina - SATC	3.057.701,95	1.487.701,95	0	0	13/01/11	31/07/12	1
1	ECV - 317/2010	CNI – Confederação Nacional das Indústrias	847.440,00	272.440,00	480.000,00	480.000,00	1/10/09	30/09/11	1
1	ECV - 231A-09	Confederação Nacional da Indústria - CNI	2.667.720,60	714.160,00	240.000,00	1.620.860,00	28/2/2007	26/2/2011	1
1	ECV - 232-06	UNESP - Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”	934.227,16	432.000,00	0,00	502.227,16	19/3/2007	18/3/2011	1
1	ECV -234-07	Serviço de Apoio às Micro e Pequenas Empresas no Estado do Rio de Janeiro	1.660.585,00	474.535,00	125.300,00	636.752,00	29/3/2007	28/3/2011	1
1	ECV - 279-08	Federação das Indústrias do Estado do Rio Grande do Sul - FIERGS	1.038.000,00	261.000,00	109.000,00	247.000,00	30/12/2008	29/12/2011	1
1	ECV - 280-08	Fundação “Euclides da Cunha” de Apoio Institucional à UFF	3.933.991,13	2.258.641,20	0,00	1.349.646,60	2/12/2008	1/12/2011	1
1	ECV - 283-08	Associação Paranaense de Cultura - APC	1354009,28	250000	0,00	736.006,20	5/1/2009	4/1/2012	1

1	ECV - 294-09	Instituto Brasileiro de Administração Municipal - IBAM	606883	111243	0,00	208.018,00	5/8/2009	4/8/2011	1
1	ECV - 302-09	Centrais Elétricas do Norte do Brasil - ELETRONORTE	662183,41	166695,41	0,00	148.646,40	2/12/2009	1/12/2012	1
1	ECV - 306-09	Instituto Tecnológico e Científico - INTEC	1633205,52	0	0,00	471.513,88	03/12/09	2/12/2012	1
1	ECV - 308-09	Universidade de São Paulo / Fundação da Universidade de SP	2075262	589060	0,00	1.188.961,00	18/12/09	17/12/11	1
1	ECV - 311-09	Faculdades Católicas / Fundação "Padre Leonel Franca"	228.530,00	79.920,00	0,00	68.730,00	30/12/09	29/12/11	1
1	ECV - 312-09	Universidade Federal de Juiz de Fora / FADEPE	1.162.763,28	424.800,00	0,00	737.963,28	28/12/09	27/12/12	1
1	ECV - 314-10	Fundação Norte Rio Grandense de Pesquisa e Cultura - FUNPEC	6.746.569,23	1.147.143,00	2.568.431,39	2.568.431,39	15/04/10	14/4/2015	1
1	ECV -001-10	Fundação Centros de Referência em Tecnologias Inovadoras - CERTI	1.799.077,00	715.400,00	729.218,00	729.218,00	21/10/10	20/3/2012	1
1	ECV - 003-10	Fundação Centro Tecnológico de Minas Gerais - CETEC	3.053.343,00	622.418,00	243.092,50	243.092,50	30/12/10	29/12/12	1
1	ECV - 004-10	UFPB / Fundação de Apoio à Pesquisa e à Extensão - FUNAPE	1.603.772,49	320.754,64	160.377,23	160.377,23	30/12/10	29/12/13	1
1	ECV 159/06	13.941.232/0001-96	2.525.717,94	838.500,00	0,00	1.794.645,00	10/04/06	09/04/10	1
1	ECV 174/06	34.621.748/0001-23	3.037.100,39	1.119.844,00	0,00	3.037.100,39	12/06/06	11/06/10	1
1	ECV 193/06	88.630.413/0002-81	993.650,00	248.413,00	0,00	967.650,00	15/08/06	14/08/10	1

1	ECV 240/07	88.630.413/0002-81	256.323,80	313.858,60	0,00	222.368,00	25/09/07	24/09/12	1
1	ECV 254/07	09.261.843/0001-16	1.227.972,24	489.155,61	553.495,98	1.227.972,24	26/12/07	25/06/11	1
1	ECV 274/08	04.025.536/0001-12	710.708,00	200.000,00	134.968,00	710.708,00	11/09/08	10/09/11	1
1	ECV 275/08	21.040.001/0001-30	729.546,72	146.400,00	76.232,24	729.546,72	11/09/08	10/09/11	1
1	ECV 276/08	21.040.001/0001-30	1.662.082,00	199.296,00	343.697,00	1.372.815,00	11/09/08	10/09/12	1
1	ECV 291/09	48.031.918/0003-96	3.259.690,84	1.947.448,96	2.486.005,00	2.727.320,84	16/07/09	15/07/14	1
1	ECV DTD 001/10	07.749.605/0001-29	2.945.141,00	1.030.905,60	0,00	0,00	30/12/10	30/12/15	1
1	ECV 238/07	06.272.793/0001-84	674.758,76	204.999,84	0,00	0,00	14/10/08	13/08/12	1

Quadro A.6.2 – Resumo dos instrumentos celebrados pela UJ nos três últimos exercícios

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome:						
CNPJ:				UG/GESTÃO: DT		
Modalidade	Quantidade de instrumentos celebrados em cada exercício			Valores repassados em cada exercício (Valores em R\$ 1,00)		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Convênio	11	10	08	4.701.630,76	11.734.908,10	9.663.878,02
Contrato de Repasse	0	0	0	0	0	0
Termo de Parceria	0	0	0	0	0	0
Termo de Cooperação	0	0	0	0	0	0
Termo de Compromisso	0	0	0	0	0	0
Totais	11	10	08	4.701.630,76	11.734.908,10	9.663.878,02

Fonte:

Quadro A.6.3 – Resumo dos instrumentos de transferência que vigerão em 2011 e exercícios seguintes

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome:					
CNPJ:				UG/GESTÃO: DT	
Modalidade	Qtd. de instrumentos com vigência em 2011 e seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor global repassado até o final do exercício de 2010
		Contratados	Repassados até 2010	Previstos para 2011	
Convênio	37	53.601.201,19	33.354.591,18	12.923.446,61	62,22 %
Contrato de Repasse	0	0	0	0	0
Termo de Parceria	0	0	0	0	0
Termo de Cooperação	0	0	0	0	0
Termo de Compromisso	0	0	0	0	0
Totais	37	53.601.201,19	33.354.591,18	12.923.446,61	62,22 %

Quadro A.6.4 – Resumo da prestação de contas sobre transferências concedidas pela UJ na modalidade de convênio e de contratos de repasse

Unidade Concedente						
Nome:						
CNPJ:			UG/GESTÃO: DT			
Exercício da prestação de contas	Quantitativos e montante repassados			Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2010	Ainda no prazo de prestação de contas	Quantidade		17	0	
		Montante Repassado		11.861.474,44	0	
	Com prazo de prestação de contas vencido	Contas prestadas	Quantidade		7	0
			Montante Repassado (R\$)		11.382.447,76	0
		Contas NÃO prestadas	Quantidade		0	0
			Montante Repassado (R\$)		0	0
2009	Contas prestadas	Quantidade		23	0	
		Montante Repassado (R\$)		14.371.881,59	0	
	Contas NÃO prestadas	Quantidade		0	0	
		Montante Repassado (R\$)		0	0	
2008	Contas prestadas	Quantidade		20	0	
		Montante Repassado (R\$)		8.429.614,52	0	
	Contas NÃO prestadas	Quantidade		0	0	
		Montante Repassado (R\$)		0	0	
Anteriores a 2008	Contas NÃO prestadas	Quantidade		0	0	
		Montante Repassado (R\$)		0	0	

Quadro A.6.5 - Visão Geral da análise das prestações de contas de Convênios e Contratos de Repasse

OBS: Buscando a conformidade em todas as informações nas prestações de contas, são considerados como “reprovadas” aquelas que possuem algum tipo de inconsistência, seja por erro no preenchimento dos dados de notas fiscais, seja por depósitos de glosas de tarifas bancárias, descrição de equipamentos incorreta, entre outras. As prestações de contas indicadas como “reprovadas” no Quadro A.6.5 referem-se à identificação de alguma dessas inconsistências.

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome:					
CNPJ:		UG/GESTÃO: DT			
Exercício da prestação de contas	Quantitativos e montantes repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2010	Quantidade de contas prestadas			34	0
	Com prazo de análise ainda não vencido	Quantidade		20	0
		Montante repassado (R\$)		16.458.214,31	0
	Com prazo de análise vencido	Contas analisadas	Quantidade Aprovada	21	0
			Quantidade Reprovada	4	0
			Quantidade de TCE	0	0
		Contas NÃO analisadas	Quantidade	0	0
		Montante repassado (R\$)	0	0	
2009	Quantidade de contas prestadas			52	0
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		48	0
		Quantidade Reprovada		4	0
		Quantidade de TCE		0	0
	Contas NÃO analisadas	Quantidade		0	0
Montante repassado (R\$)		0	0		
2008	Quantidade de contas prestadas			72	0
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		72	0
		Quantidade Reprovada		0	0
		Quantidade de TCE		0	0
	Contas NÃO analisadas	Quantidade		0	0
Montante repassado		0	0		
Exercícios anteriores a 2008	Contas NÃO analisadas	Quantidade		0	0
		Montante repassado		0	0

Análise Crítica

A análise crítica sobre a situação da gestão das transferências vigentes no exercício e seus efeitos no médio e longo prazo é obrigatória e aplicável a todas as UJ.

Durante o planejamento de orçamento anual são considerados, após as devidas aprovações das Diretorias da empresa, os empenhos relativos às transferências de verbas dos convênios/contratos que estão vigentes e/ou que possuem instrumentos de celebração com repasses, já firmados, de acordo com os cronogramas de pagamentos previstos. Caso ocorra alguma situação que impeça ou inviabilize a transferência de verba no devido ano, são providenciados novos empenhos para os anos posteriores, de acordo com os gestores do convênio.

Considerando os três últimos exercícios, o total de transferências efetuadas ao final de cada ano não apresentou grandes flutuações, uma vez que este foi um período destacado por encerramentos e inícios de convênios, não havendo concentração de convênios vigentes e de liberações de verbas em determinado ano.

Não houve no âmbito da Diretoria de Tecnologia de forma geral, até Dezembro de 2010, convenientes inadimplentes. Buscando a conformidade em todas as informações nas prestações de contas, são considerados como “reprovadas” aquelas que possuem algum tipo de inconsistência, seja por erro no preenchimento dos dados de notas fiscais, seja por depósitos de glosas de tarifas bancárias, descrição de equipamentos incorreta, entre outras. As prestações de contas indicadas como “reprovadas” no Quadro A.6.5 referem-se à identificação de alguma dessas inconsistências. Nestes casos, é enviada uma carta ao gestor de parte da conveniente com a prestação de contas analisada e é solicitado à mesma um prazo para providências e esclarecimentos dos itens assinalados, sendo considerada “aprovada” somente quando todas as pendências, por menor que sejam, forem sanadas.

Para 2011 e anos posteriores, as transferências de verba estão sendo planejadas a fim de evitar que seus pagamentos/liberações não fiquem concentrados no final do ano, pois, caso haja algum atraso no cronograma ou pendências por parte da conveniente, os empenhos não sejam anulados.

Para as análises de prestações de contas pela concedente, foram criados procedimentos internos e planilhas de apresentação de contas padronizadas, que estão em processo de melhoria contínua, a fim de facilitar à conveniente o preenchimento das informações e a própria análise dessas. Os responsáveis pelas análises participam ativamente nas revisões dos procedimentos e das planilhas, a fim de estarem familiarizados com os procedimentos e práticas em vigor. Com procedimentos padrões adotados para o preenchimento das informações e envio de documentações pela conveniente, os resultados das análises têm sido satisfatórios, uma vez que se tem uma maior velocidade na identificação de erros, falta de documentações, conflito de informações enviadas *versus* informações dispostas nas minutas de convênio, providências, glosas, entre outros, além de facilidade e orientação aos convenientes para encaminharem os relatórios que são solicitados.

Um dos procedimentos utilizados é estabelecimento de prazo, em dias, para apresentação das prestações de contas por parte da conveniente, após o fim do período a ser analisado. Outro controle existente é o envio de e-mails às convenientes próximos aos períodos que antecedem a apresentação da documentação física à concedente, além da solicitação de preenchimento de uma planilha base de pré-verificação de dados. Esses são alguns instrumentos que ajudam a concedente a ter um melhor controle dos prazos regulamentares para a apresentação da prestação de contas.

Finalizando, para o gerenciamento das transferências, é realizada, no início da celebração dos instrumentos uma reunião de abertura de convênios, *in loco*, coordenada pelos responsáveis/gestores pelas análises de prestações de contas das áreas financeiras do departamento com as convenentes, a fim de apresentar algumas informações a respeito de transferências de verba, condições para essas transferências, utilização de rendimentos de aplicação financeira, apresentação de cronograma de prazos para prestação de contas, informações a respeito de licitação, aquisição de equipamentos, entre outros, onde fica estabelecido um contato entre as partes a fim de dar uma maior transparência ao processo e também dirimir dúvidas e informar procedimentos a serem seguidos.

Para médio e longo prazo, tendo as informações citadas como gestão do processo de transferências de verba e prestações de contas, com a realização de uma melhoria contínua e estreitamento no contato com as convenentes, são esperados que os repasses ocorram sempre na data firmada, adequando-se o mais fielmente possível ao cronograma de desembolsos, com a observação, entretanto, da fiel execução do plano de trabalho. Com isso, teremos prestações de contas ágeis, corretas e em conformidade com as leis e normas vigentes e aplicáveis.

DE – Diretoria de Planejamento e Engenharia

Quadro A.6.1 – Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes no exercício de referência

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobras									
CNPJ: 00.001.180/0002-07					UG/GESTÃO: DE				
Informações sobre as transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No exercício	Acumulado até exercício	Início	Fim	
1	ECV-205/2006	CIGÁS (00.624.964/0001-00); ELETRONORTE (00.357.038/0001-16); Manaus Energia S.A (02.341.467/0001-20)	78.315.291,91	57.617.293,93	4.677.986,66	0	11/12/06	11/06/09	1
1	ECV-205-A/2008	CIGÁS (00.624.964/0001-00); ELETRONORTE (00.357.038/0001-16); Manaus Energia S.A (02.341.467/0001-20)	92.665.684,51	67.830.088,39	60.980.045,62	1.622.056,12	07/10/08	11/06/10	1
1	ECV-205-B/2010	CIGÁS (00.624.964/0001-00); ELETRONORTE (00.357.038/0001-16); Manaus Energia S.A (02.341.467/0001-20)	115.855.990,95	85.372.818,21	0	17.542.729,81	10/06/10	11/06/11	1
1	ECV- 250/2007	Centrais Elétricas do Norte do Brasil - ELETRONORTE (00.357.038/0001-16)	17.382.006,50	11.201.220,50	11.201.220,50	-	19/12/07	19/12/09	1
1	ECV- 250-A/2009	Centrais Elétricas do Norte do Brasil - ELETRONORTE (00.357.038/0001-16)	13.502.820,50	11.201.220,50	11.201.220,50	-	16/12/09	19/12/10	1

1	ECV- 277/2008	IGJ: 1.346, código argentino	R\$27.604.500,00 (taxa de câmbio vigente em 06/08/2008 – DEL-104/2008)	R\$13.802.250,00 (taxa de câmbio vigente em 06/08/2008 – DEL-104/2008)	2.710.842,82	1.465.829,69	01/09/08	01/03/11	1
1	ECV- 277-A/2010	IGJ: 1.346, código argentino	R\$58.521.470,00 Composto por R\$27.604.500,00 (taxa de câmbio vigente em 06/08/2008 – DEL-104/2008) + R\$30.916.970,00 (taxa de câmbio vigente em 18/06/2010 – RES-744/2010)	R\$29.260.735,00 Composto por R\$13.802.250,00 (taxa de câmbio vigente em 06/08/2008 – DEL-104/2008) + R\$15.458.485,00 (taxa de câmbio vigente em 18/06/2010 – RES-744/2010)	2.710.842,82	1.465.829,69	20/09/10	01/09/14	1
1	ECV- 277-B/2010	IGJ: 1.346, código argentino	R\$58.521.470,00 Composto por R\$27.604.500,00 (taxa de câmbio vigente em 06/08/2008 – DEL-104/2008) + R\$30.916.970,00	R\$29.260.735,00 Composto por R\$13.802.250,00 (taxa de câmbio vigente em 06/08/2008 – DEL-104/2008) + R\$15.458.485,00 (taxa de câmbio vigente em 18/06/2010 – RES-744/2010)	2.710.842,82	1.465.829,69	01/12/10	01/09/14	1

			(taxa de câmbio vigente em 18/06/2010 – RES-744/2010)						
1	ECV- 303/2009	IGJ: 1.346, código argentino	R\$25.208.000,00 (taxa de câmbio vigente em 19/08/2009 – RES-943/2009)	R\$12.604.000,00 (taxa de câmbio vigente em 19/08/2009 – RES-943/2009)	-	-	22/10/09	22/04/12	1
1	ECV- 303-A/2010	IGJ: 1.346, código argentino	R\$53.998.570,00 Composto por R\$25.208.000,00 (taxa de câmbio vigente em 19/08/2009 – RES-943/2009) + R\$28.790.570,00 (taxa de câmbio vigente em 18/06/2010 – RES-745/2010)	R\$26.999.285,00 Composto por R\$12.604.000,00 (taxa de câmbio vigente em 19/08/2009 – RES-943/2009) + R\$14.395.285,00 (taxa de câmbio vigente em 18/06/2010 – RES-745/2010)	-	-	20/09/10	22/09/13	1
1	ECV- 303-B/2010	IGJ: 1.346, código argentino	R\$53.998.570,00 Composto por R\$25.208.000,00 (taxa de câmbio vigente em 19/08/2009 – RES-943/2009)	R\$26.999.285,00 Composto por R\$12.604.000,00 (taxa de câmbio vigente em 19/08/2009 – RES-943/2009)	-	-	01/12/10	22/09/13	1

			em 19/08/2009 - RES- 943/2009) + R\$28.790.570, 00 (taxa de câmbio vigente em 18/06/2010 - RES- 745/2010)	+ R\$14.395.285,00 (taxa de câmbio vigente em 18/06/2010 - RES-745/2010)					
1	ECV-316/2010	Centrais Elétricas do Norte do Brasil - ELETRONORTE (00.357.038/0001-16)	16.000.000,00	14.500.000,00	4.376.565,44	4.376.565,44	29/04/10	31/12/11	1
Acordo de Cooperação Internacional *	BRA/IICA/09/01	00.640.11/0001-18	R\$ 9.534.030,00	R\$ 9.534.030,00	R\$ 2.713.530,	R\$3.886.950,00	18/03/09	17/03/12 (*)	1

Quadro A.6.2 – Resumo dos instrumentos celebrados pela UJ nos três últimos exercícios

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobras						
CNPJ: 00.001.180/0002-07				UG/GESTÃO:		
Modalidade	Quantidade de instrumentos celebrados em cada exercício			Valores repassados em cada exercício (Valores em R\$ 1,00)		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Convênio	2	1	2	27.494.445,00	45.931.833,55	25.007.181,06
Contrato de Repasse						
Termo de Parceria						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
CTI – Cooperação Técnica Internacional	1	1	1	11.000,00	880.065,00	1.833.465,00
Totais				27.505.445,00	46.811.898,55	26.840.646,06

Quadro A.6.3 – Resumo Dos Instrumentos De Transferência Que Vigerão Em 2011 E Exercícios Seguintes

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobras					
CNPJ: 00.001.180/0002-07					
					UG/GESTÃO:
Modalidade	Qtd. de instrumentos com vigência em 2011 e seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor global repassado até o final do exercício de 2010
		Contratados	Repassados até 2010	Previstos para 2011	
Convênio	4	213.342.858,21	91.910.226,47	17.500.056,74	48,08
Contrato de Repasse					
Termo de Parceria					
Termo de Cooperação					
Termo de Compromisso					
CTI – Cooperação Técnica Internacional	1	1.906.806,00	1.833.465,00	2.053.485,00	28,00
Totais	5	215.249.664,21	93.743.691,47	19.553.541,74	43,55

Quadro A.6.4 – Resumo Da Prestação De Contas Sobre Transferências Concedidas Pela Uj Na Modalidade De Convênio e De Contratos De Repasse.

Unidade Concedente						
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobras						
CNPJ: 00.001.180/0002-07			UG/GESTÃO:			
Exercício da prestação de contas	Quantitativos e montante repassados			Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2010	Ainda no prazo de prestação de contas	Quantidade		76		
		Montante Repassado		486.678,58		
	Com prazo de prestação de contas vencido	Contas prestadas	Quantidade		112	
			Montante Repassado (R\$)		18.678.139,63	
		Contas NÃO prestadas	Quantidade		0	
			Montante Repassado (R\$)		0,00	
2009	Contas prestadas	Quantidade		252		
		Montante Repassado (R\$)		38.979.351,42		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade		0		
		Montante Repassado (R\$)		0,00		
2008	Contas prestadas	Quantidade		41		
		Montante Repassado (R\$)		22.000.694,20		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade		0		
		Montante Repassado (R\$)		0,00		
Anteriores a 2008	Contas NÃO prestadas	Quantidade		9		
		Montante Repassado (R\$)		4.677.986,66		

Quadro A.6.4 – Resumo da prestação de contas sobre transferências concedidas pela UJ na modalidade de convênio e de contratos de repasse.

Unidade Concedente						
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobras						
CNPJ: 00.001.180/0002-07			UG/GESTÃO:			
Exercício da prestação de contas	Quantitativos e montante repassados			Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
				CTI – Cooperação Técnica Internacional	Contratos de Repasse	
2010	Ainda no prazo de prestação de contas	Quantidade		1		
		Montante Repassado		1.833.465,00		
	Com prazo de prestação de contas vencido	Contas prestadas	Quantidade			
			Montante Repassado (R\$)			
		Contas NÃO prestadas	Quantidade			
			Montante Repassado (R\$)			
2009	Contas prestadas	Quantidade		1		
		Montante Repassado (R\$)		880.065,00		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade				
		Montante Repassado (R\$)				
2008	Contas prestadas	Quantidade		1		
		Montante Repassado (R\$)		11.000,00		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade				
		Montante Repassado (R\$)				
Anteriores a 2008	Contas NÃO prestadas	Quantidade				
		Montante Repassado (R\$)				

Quadro A.6.5 - Visão Geral da análise das prestações de contas de Convênios e Contratos de Repasse

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A Eletrobras						
CNPJ: 00.001.180/0002-07			UG/GESTÃO:			
Exercício da prestação de contas	Quantitativos e montantes repassados			Instrumentos		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2010	Quantidade de contas prestadas			188		
	Com prazo de análise ainda não vencido	Quantidade				
		Montante repassado (R\$)				
	Com prazo de análise vencido	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		112	
			Quantidade Reprovada		0	
			Quantidade de TCE		0	
Contas NÃO analisadas		Quantidade		76		
	Montante repassado (R\$)		486.678,58			
2009	Quantidade de contas prestadas			252		
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		252		
		Quantidade Reprovada		0		
		Quantidade de TCE		0		
	Contas NÃO analisadas	Quantidade		0		
Montante repassado (R\$)		0,00				
2008	Quantidade de contas prestadas			41		
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		41		
		Quantidade Reprovada		0		
		Quantidade de TCE		0		
	Contas NÃO analisadas	Quantidade		0		
Montante repassado		0				
Exercícios anteriores a 2008	Contas NÃO analisadas	Quantidade		0		
		Montante repassado		0,00		

CEPEL

Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes no exercício de referência

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Ministério de Minas e Energia									
CNPJ: 37.115.383/0001-53				UG/GESTÃO: 320002 / 00001					
Informações sobre as transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No exercício	Acumulado até exercício	Início	Fim	
1	037/2005	Cepel	935.000	85.000	0	850.000	23/12/05	26/12/11	1

LEGENDA

Modalidade:	Situação da Transferência:
1 - Convênio	1 - Adimplente
2 - Contrato de Repasse	2 - Inadimplente
3 - Termo de Parceria	3 - Inadimplência Suspensa
4 - Termo de Cooperação	4 - Concluído
5 - Termo de Compromisso	5 - Excluído
	6 - Rescindido
	7 - Arquivado

Fonte: Convênio 037/2005

Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes no exercício de referência

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Ministério de Minas e Energia									
CNPJ: 37.115.383/0001-53				UG/GESTÃO: 320013 / 00001					
Informações sobre as transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No exercício	Acumulado até exercício	Início	Fim	
1	018/2004	Cepel	5.309.700	1.152.000	0	4.157.700	22/12/04	28/11/11	1
1	004/2007	Cepel	1.600.000	800.000	450.000	800.000	24/12/07	24/12/11	1

LEGENDA

Modalidade:	Situação da Transferência:
1 - Convênio	1 - Adimplente
2 - Contrato de Repasse	2 - Inadimplente
3 - Termo de Parceria	3 - Inadimplência Suspensa
4 - Termo de Cooperação	4 - Concluído
5 - Termo de Compromisso	5 - Excluído
	6 - Rescindido
	7 - Arquivado

Fonte: Convênio 018/2004 e 004/2007

Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes no exercício de referência

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Ministério de Minas e Energia									
CNPJ: 37.115.383/0001-53					UG/GESTÃO: 320010 / 00001				
Informações sobre as transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No exercício	Acumulado até exercício	Início	Fim	
1	721906/2009	Cepel	2.068.000	768.000	1.300.000	1.300.000	14/12/09	28/12/11	1
1	706321/2009	Cepel	1.200.000	570.000	630.000	630.000	23/12/05	26/12/11	1

LEGENDA

Modalidade:	Situação da Transferência:
1 - Convênio	1 - Adimplente
2 - Contrato de Repasse	2 - Inadimplente
3 - Termo de Parceria	3 - Inadimplência Suspensa
4 - Termo de Cooperação	4 - Concluído
5 - Termo de Compromisso	5 - Excluído
	6 - Rescindido
	7 - Arquivado

Fonte: Convênio 721906/2009 e 706321/2009.

Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes no exercício de referência

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos									
CNPJ: 08.804.832/0001-72					UG/GESTÃO:				
Informações sobre as transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No exercício	Acumulado até exercício	Início	Fim	
1	01.09.0539.00	Cepel	1.858.996	959.900	413.000	413.000	16/11/09	19/05/12	1
1	01.10.0513.00	Cepel	664.829	123.929	270.000	270.000	25/10/10	25/10/12	1

LEGENDA

Modalidade:	Situação da Transferência:
1 - Convênio	1 - Adimplente
2 - Contrato de Repasse	2 - Inadimplente
3 - Termo de Parceria	3 - Inadimplência Suspensa
4 - Termo de Cooperação	4 - Concluído
5 - Termo de Compromisso	5 - Excluído
	6 - Rescindido
	7 - Arquivado

Fonte: Convênio 01.09.0539.00 e 01.10.0513.00

Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes no exercício de referência

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos									
CNPJ: 33.749.086/0001-09					UG/GESTÃO:				
Informações sobre as transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No exercício	Acumulado até exercício	Início	Fim	
1	01.06.0962.00	Cepel	41.753.729	26.753.729	0	15.000.000	16/12/06	16/12/11	1
<p>LEGENDA</p> <p>Modalidade:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1 - Convênio 2 - Contrato de Repasse 3 - Termo de Parceria 4 - Termo de Cooperação 5 - Termo de Compromisso <p>Situação da Transferência:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1 - Adimplente 2 - Inadimplente 3 - Inadimplência Suspensa 4 - Concluído 5 - Excluído 6 - Rescindido 7 - Arquivado 									

Fonte: Convênio 01.06.0962.00

Resumo dos instrumentos celebrados pela UJ nos três últimos exercícios

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome: Ministério de Minas e Energia						
CNPJ: 37.115.383/0001-53				UG/GESTÃO: 320010 / 00001		
Modalidade	Quantidade de instrumentos celebrados em cada exercício			Valores repassados em cada exercício (Valores em R\$ 1,00)		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Convênio	0	2	0	0	0	1.930.000
Contrato de Repasse						
Termo de Parceria						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
Totais						

Fonte: Conv. 721906/2009 e 706321/2009.

Resumo dos instrumentos celebrados pela UJ nos três últimos exercícios

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome: FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos						
CNPJ: 08.804.832/0001/72				UG/GESTÃO:		
Modalidade	Quantidade de instrumentos celebrados em cada exercício			Valores repassados em cada exercício (Valores em R\$ 1,00)		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010
Convênio	0	1	1	0	0	683.000
Contrato de Repasse						
Termo de Parceria						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
Totais						

Fonte: Conv. 09.0539 e 10.0513

Resumo dos instrumentos de transferência que vigorão em 2011 e exercícios seguintes

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Ministério de Minas e Energia					
CNPJ: 37.115.383/0001-53			UG/GESTÃO: 320013 / 00001		
Modalidade	Qtd. de instrumentos com vigência em 2011 e seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor global repassado até o final do exercício de 2010
		Contratados	Repassados até 2010	Previstos para 2011	
Convênio	2	4.957.700	4.957.700	0,00	100%
Contrato de Repasse					
Termo de Parceria					
Termo de Cooperação					
Termo de Compromisso					
Totais					

Fonte: Convênios : 018/2004 e 004/2007

Resumo dos instrumentos de transferência que vigorão em 2011 e exercícios seguintes

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Ministério de Minas e Energia					
CNPJ: 37.115.383/0001-53			UG/GESTÃO: 320002 / 00001		
Modalidade	Qtd. de instrumentos com vigência em 2011 e seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor global repassado até o final do exercício de 2010
		Contratados	Repassados até 2010	Previstos para 2011	
Convênio	1	850.000	850.000	0,00	100%
Contrato de Repasse					
Termo de Parceria					
Termo de Cooperação					
Termo de Compromisso					
Totais					

Fonte: Convênios : 037/2005

Resumo dos instrumentos de transferência que vigorão em 2011 e exercícios seguintes

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Ministério de Minas e Energia					
CNPJ: 37.115.383/0001-53			UG/GESTÃO: 320010 / 00001		
Modalidade	Qtd. de instrumentos com vigência em 2011 e seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor global repassado até o final do exercício de 2010
		Contratados	Repassados até 2010	Previstos para 2011	
Convênio	2	1.430.000	1.430.000	0,00	100%
Contrato de Repasse					
Termo de Parceria					
Termo de Cooperação					
Termo de Compromisso					
Totais					

Fonte: Convênios : 721906/2009 e 706321/2009

Resumo dos instrumentos de transferência que vigorão em 2011 e exercícios seguintes

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Finep – Financiadora de Estudos e Projetos					
CNPJ: 08.804.832/0001-72			UG/GESTÃO:		
Modalidade	Qtd. de instrumentos com vigência em 2011 e seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor global repassado até o final do exercício de 2010
		Contratados	Repassados até 2010	Previstos para 2011	
Convênio	2	1.449.996	683.000	766.996	47%
Contrato de Repasse					
Termo de Parceria					
Termo de Cooperação					
Termo de Compromisso					
Totais					

Fonte: Convênios : 09.0539 e 10.0513

Resumo dos instrumentos de transferência que vigorão em 2011 e exercícios seguintes

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Finep – Financiadora de Estudos e Projetos					
CNPJ: 33.749.086/0001-09			UG/GESTÃO:		
Modalidade	Qtd. de instrumentos com vigência em 2011 e seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor global repassado até o final do exercício de 2010
		Contratados	Repassados até 2010	Previstos para 2011	
Convênio	1	15.000.000	15.000.000	0,00	100%
Contrato de Repasse					
Termo de Parceria					
Termo de Cooperação					
Termo de Compromisso					
Totais					

Fonte: Convênios : 01.06.0962.00

Resumo da prestação de contas sobre transferências concedidas pela UJ na modalidade de convênio e de contratos de repasse.

Valores em R\$
1,00

Unidade Concedente						
Nome: Ministério das Minas e Energias						
CNPJ: 37.115.383/0001-53			UG/GESTÃO: 320013 / 00001			
Exercício da prestação de contas	Quantitativos e montante repassados			Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2010	Ainda no prazo de prestação de contas	Quantidade		1		
		Montante Repassado		774.000		
	Com prazo de prestação de contas vencido	Contas prestadas	Quantidade			
			Montante Repassado (R\$)			
		Contas NÃO prestadas	Quantidade			
			Montante Repassado (R\$)			
2009	Contas prestadas	Quantidade		0		
		Montante Repassado (R\$)		0		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade				
		Montante Repassado (R\$)				
2008	Contas prestadas	Quantidade		1		
		Montante Repassado (R\$)		498.000		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade				
		Montante Repassado (R\$)				
Anteriores a 2008	Contas NÃO prestadas	Quantidade		0		
		Montante Repassado (R\$)		0		

Fonte: (2010- 028/2004) (2008-025/2004)

Resumo da prestação de contas sobre transferências concedidas pela UJ na modalidade de convênio e de contratos de repasse.

Valores em R\$
1,00

Unidade Concedente						
Nome: Finep – Financiadora de Estudos e Projetos						
CNPJ: 08.804.832/0001-72			UG/GESTÃO:			
Exercício da prestação de contas	Quantitativos e montante repassados			Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2010	Ainda no prazo de prestação de contas	Quantidade		0		
		Montante Repassado		0		
	Com prazo de prestação de contas vencido	Contas prestadas	Quantidade			
			Montante Repassado (R\$)			
		Contas NÃO prestadas	Quantidade			
			Montante Repassado (R\$)			
2009	Contas prestadas	Quantidade		0		
		Montante Repassado (R\$)		0		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade				
		Montante Repassado (R\$)				
2008	Contas prestadas	Quantidade		1		
		Montante Repassado (R\$)		799.500		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade				
		Montante Repassado (R\$)				
Anteriores a 2008	Contas NÃO prestadas	Quantidade		0		
		Montante Repassado (R\$)		0		

Fonte: 01.04.0712.00 – AUTO AP4

**Visão Geral da análise das prestações de contas de Convênios e
Contratos de Repasse**

Valores em R\$
1,00

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome: MME – Ministério das Minas e Energia						
CNPJ: 37.115.383/0001-53			UG/GESTÃO: 320013/00001			
Exercício da prestação de contas	Quantitativos e montantes repassados			Instrumentos		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2010	Quantidade de contas prestadas			1		
	Com prazo de análise ainda não vencido	Quantidade				
		Montante repassado (R\$)				
	Com prazo de análise vencido	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
			Quantidade Reprovada			
			Quantidade de TCE			
Contas NÃO analisadas		Quantidade			1	
	Montante repassado (R\$)			774.000		
2009	Quantidade de contas prestadas			0		
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada				
		Quantidade Reprovada				
		Quantidade de TCE				
	Contas NÃO analisadas	Quantidade				
Montante repassado (R\$)						
2008	Quantidade de contas prestadas			1		
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada				
		Quantidade Reprovada				
		Quantidade de TCE				
	Contas NÃO analisadas	Quantidade			1	
Montante repassado			498.000			
Exercícios anteriores a 2008	Contas NÃO analisadas	Quantidade			4	
		Montante repassado			3.490.000	

Fonte: **2010 não analisadas** : 028/2004 - **2008 não analisadas** : 025/2004 - **Anterior a 2008** : 026/99, 029/04, 026/04 e 027/04.

Visão Geral da análise das prestações de contas de Convênios e Contratos de Repasse

Valores em R\$
1,00

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome: Finep – Financiadora de Estudos e Projetos						
CNPJ: 33.749.086/0001-09			UG/GESTÃO:			
Exercício da prestação de contas	Quantitativos e montantes repassados			Instrumentos		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2010	Quantidade de contas prestadas			0		
	Com prazo de análise ainda não vencido	Quantidade				
		Montante repassado (R\$)				
	Com prazo de análise vencido	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
			Quantidade Reprovada			
			Quantidade de TCE			
Contas NÃO analisadas		Quantidade				
	Montante repassado (R\$)					
2009	Quantidade de contas prestadas			0		
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada				
		Quantidade Reprovada				
		Quantidade de TCE				
	Contas NÃO analisadas	Quantidade				
Montante repassado (R\$)						
2008	Quantidade de contas prestadas			1		
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			1	
		Quantidade Reprovada				
		Quantidade de TCE				
	Contas NÃO analisadas	Quantidade				
Montante repassado						
Exercícios anteriores a 2008	Contas NÃO analisadas	Quantidade			2	
		Montante repassado			7.359.232	

Fonte: 2008 Aprovada : 01.04.0712.00 – Anterior a 2008 não analisadas : 22.01.0560.00 e 01.05.1014.00

Análise Crítica

Os convênios do Cepel com as entidades (MME e FINEP) não têm nenhuma inadimplência, portanto, não temos nenhuma medida a ser adotada para sanear as transferências nesta situação, ou seja, de inadimplente, conforme demonstrados nos quadros anteriores.

7. Declaração da Área Responsável sobre Contratos e Convênios – SIASG/SICONV

Com relação à Eletrobras, a declaração referente ao SIASG encontra-se anexa, não sendo está aplicável ao Cepel. No que tange ao SICONV, entende-se não ser aplicável nem à Eletrobras nem ao Cepel.

8. Informações sobre o cumprimento da Lei nº 8.730, de 10/11/1993

Informamos que tanto a Eletrobras quanto o Cepel estão em dia com a exigência da Lei acima.

9. Informações sobre o funcionamento do sistema de controle interno

ELETROBRAS

Quadro A.9.1 – Estrutura De Controles Internos Da Uj

Aspectos do sistema de controle interno	Avaliação				
	1	2	3	4	5
Ambiente de Controle					
1. Os altos dirigentes da UJ percebem os controles internos como essenciais à consecução dos objetivos da unidade e dão suporte adequado ao seu funcionamento.				X	
2. Os mecanismos gerais de controle instituídos pela UJ são percebidos por todos os servidores e funcionários nos diversos níveis da estrutura da unidade.				X	
3. A comunicação dentro da UJ é adequada e eficiente.				X	
4. Existe código formalizado de ética ou de conduta.					X
5. Os procedimentos e as instruções operacionais são padronizados e estão postos em documentos formais.		X			
6. Há mecanismos que garantem ou incentivam a participação dos funcionários e servidores dos diversos níveis da estrutura da UJ na elaboração dos procedimentos, das instruções operacionais ou código de ética ou conduta.					X
7. As delegações de autoridade e competência são acompanhadas de definições claras das responsabilidades.				X	
8. Existe adequada segregação de funções nos processos da competência da UJ.					X
9. Os controles internos adotados contribuem para a consecução dos resultados planejados pela UJ.				X	
Avaliação de Risco					
10. Os objetivos e metas da unidade jurisdicionada estão formalizados.	1			X	
11. Há clara identificação dos processos críticos para a consecução dos objetivos e metas da unidade.				X	
12. É prática da unidade o diagnóstico dos riscos (de origem interna ou externa) envolvidos nos seus processos estratégicos, bem como a identificação da probabilidade de ocorrência desses riscos e a consequente adoção de medidas para mitigá-los.			X		
13. É prática da unidade a definição de níveis de riscos operacionais, de informações e de conformidade que podem ser assumidos pelos diversos níveis da gestão.				X	
14. A avaliação de riscos é feita de forma contínua, de modo a identificar mudanças no perfil de risco da UJ, ocasionadas por transformações nos ambientes interno e externo.			X		
15. Os riscos identificados são mensurados e classificados de modo a serem tratados em uma escala de prioridades e a gerar informações úteis à tomada de decisão.				X	
16. Existe histórico de fraudes e perdas decorrentes de fragilidades nos processos internos da unidade.				X	
17. Na ocorrência de fraudes e desvios, é prática da unidade instaurar sindicância para apurar responsabilidades e exigir eventuais ressarcimentos.					X
18. Há norma ou regulamento para as atividades de guarda, estoque e inventário de bens e valores de responsabilidade da unidade.					X
Procedimentos de Controle					
19. Existem políticas e ações, de natureza preventiva ou de detecção, para diminuir os riscos e alcançar os objetivos da UJ, claramente estabelecidas.				X	
20. As atividades de controle adotadas pela UJ são apropriadas e funcionam consistentemente de acordo com um plano de longo prazo.				X	
21. As atividades de controle adotadas pela UJ possuem custo apropriado ao nível de benefícios que possam derivar de sua aplicação.					X
22. As atividades de controle adotadas pela UJ são abrangentes e razoáveis e estão diretamente relacionados com os objetivos de controle.					X
Informação e Comunicação					
23. A informação relevante para AU é devidamente identificada, documentada, armazenada e comunicada tempestivamente às pessoas adequadas.			X		
24. As informações consideradas relevantes pela UJ são dotadas de qualidade suficiente para permitir ao gestor tomar as decisões apropriadas.			X		
25. A informação disponível à UJ é apropriada, tempestiva, atual, precisa e acessível.			X		
26. A Informação divulgada internamente atende às expectativas dos diversos grupos e indivíduos da UJ, contribuindo para a execução das responsabilidades de forma eficaz.			X		

Aspectos do sistema de controle interno	Avaliação				
27. A comunicação das informações perpassa todos os níveis hierárquicos da UJ, em todas as direções, por todos os seus componentes e por toda a sua estrutura.				X	
Monitoramento	1	2	3	4	5
28. O sistema de controle interno da UJ é constantemente monitorado para avaliar sua validade e qualidade ao longo do tempo.		X			
29. O sistema de controle interno da UJ tem sido considerado adequado e efetivo pelas avaliações sofridas.		X			
30. O sistema de controle interno da UJ tem contribuído para a melhoria de seu desempenho.				X	
Considerações gerais:					
<p>LEGENDA</p> <p>Níveis de Avaliação:</p> <p>(1) Totalmente inválida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é integralmente não aplicado no contexto da UJ.</p> <p>(2) Parcialmente inválida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é parcialmente aplicado no contexto da UJ, porém, em sua minoria.</p> <p>(3) Neutra: Significa que não há como afirmar a proporção de aplicação do fundamento descrito na afirmativa no contexto da UJ.</p> <p>(4) Parcialmente válida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é parcialmente aplicado no contexto da UJ, porém, em sua maioria.</p> <p>(5) Totalmente válido. Significa que o fundamento descrito na afirmativa é integralmente aplicado no contexto da UJ.</p>					

CEPEL

Estrutura de controles internos da UJ

Aspectos do sistema de controle interno	Avaliação				
	1	2	3	4	5
Ambiente de Controle					
1. Os altos dirigentes da UJ percebem os controles internos como essenciais à consecução dos objetivos da unidade e dão suporte adequado ao seu funcionamento.					X
2. Os mecanismos gerais de controle instituídos pela UJ são percebidos por todos os servidores e funcionários nos diversos níveis da estrutura da unidade.			X		
3. A comunicação dentro da UJ é adequada e eficiente.		X			
4. Existe código formalizado de ética ou de conduta.					X
5. Os procedimentos e as instruções operacionais são padronizados e estão postos em documentos formais.				X	
6. Há mecanismos que garantem ou incentivam a participação dos funcionários e servidores dos diversos níveis da estrutura da UJ na elaboração dos procedimentos, das instruções operacionais ou código de ética ou conduta.				X	
7. As delegações de autoridade e competência são acompanhadas de definições claras das responsabilidades.				X	
8. Existe adequada segregação de funções nos processos da competência da UJ.				X	
9. Os controles internos adotados contribuem para a consecução dos resultados planejados pela UJ.				X	
Avaliação de Risco					
10. Os objetivos e metas da unidade jurisdicionada estão formalizados.				X	
11. Há clara identificação dos processos críticos para a consecução dos objetivos e metas da unidade.			X		
12. É prática da unidade o diagnóstico dos riscos (de origem interna ou externa) envolvidos nos seus processos estratégicos, bem como a identificação da probabilidade de ocorrência desses riscos e a consequente adoção de medidas para mitigá-los.		X			
13. É prática da unidade a definição de níveis de riscos operacionais, de informações e de conformidade que podem ser assumidos pelos diversos níveis da gestão.			X		
14. A avaliação de riscos é feita de forma contínua, de modo a identificar mudanças no perfil de risco da UJ, ocasionadas por transformações nos ambientes interno e externo.	X				
15. Os riscos identificados são mensurados e classificados de modo a serem tratados em uma escala de prioridades e a gerar informações úteis à tomada de decisão.	X				
16. Existe histórico de fraudes e perdas decorrentes de fragilidades nos processos internos da unidade.		X			
17. Na ocorrência de fraudes e desvios, é prática da unidade instaurar sindicância para apurar responsabilidades e exigir eventuais ressarcimentos.					X
18. Há norma ou regulamento para as atividades de guarda, estoque e inventário de bens e valores de responsabilidade da unidade.				X	
Procedimentos de Controle					
19. Existem políticas e ações, de natureza preventiva ou de detecção, para diminuir os riscos e alcançar os objetivos da UJ, claramente estabelecidas.			X		
20. As atividades de controle adotadas pela UJ são apropriadas e funcionam consistentemente de acordo com um plano de longo prazo.				X	
21. As atividades de controle adotadas pela UJ possuem custo apropriado ao nível de benefícios que possam derivar de sua aplicação.	X				
22. As atividades de controle adotadas pela UJ são abrangentes e razoáveis e estão diretamente relacionados com os objetivos de controle.				X	
Informação e Comunicação					
23. A informação relevante para UJ é devidamente identificada, documentada, armazenada e comunicada tempestivamente às pessoas adequadas.			X		
24. As informações consideradas relevantes pela UJ são dotadas de qualidade suficiente para permitir ao gestor tomar as decisões apropriadas.				X	
25. A informação disponível à UJ é apropriada, tempestiva, atual, precisa e acessível.			X		
26. A Informação divulgada internamente atende às expectativas dos diversos grupos e indivíduos da UJ, contribuindo para a execução das responsabilidades de forma eficaz.			X		

27. A comunicação das informações perpassa todos os níveis hierárquicos da UJ, em todas as direções, por todos os seus componentes e por toda a sua estrutura.			X		
Monitoramento	1	2	3	4	5
28. O sistema de controle interno da UJ é constantemente monitorado para avaliar sua validade e qualidade ao longo do tempo.			X		
29. O sistema de controle interno da UJ tem sido considerado adequado e efetivo pelas avaliações sofridas.				X	
30. O sistema de controle interno da UJ tem contribuído para a melhoria de seu desempenho.				X	
Considerações gerais:					
<p>LEGENDA</p> <p>Níveis de Avaliação:</p> <p>(1) Totalmente inválida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é integralmente não aplicado no contexto da UJ.</p> <p>(2) Parcialmente inválida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é parcialmente aplicado no contexto da UJ, porém, em sua minoria.</p> <p>(3) Neutra: Significa que não há como afirmar a proporção de aplicação do fundamento descrito na afirmativa no contexto da UJ.</p> <p>(4) Parcialmente válida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é parcialmente aplicado no contexto da UJ, porém, em sua maioria.</p> <p>(5) Totalmente válido. Significa que o fundamento descrito na afirmativa é integralmente aplicado no contexto da UJ.</p>					

10. Informações quanto a adoção de critérios de sustentabilidade ambiental na aquisição de bens

ELETROBRAS

Quadro A.10.1 - Gestão Ambiental e Licitações Sustentáveis

Aspectos sobre a gestão ambiental	Avaliação				
	1	2	3	4	5
Licitações Sustentáveis					
1. A UJ tem incluído critérios de sustentabilidade ambiental em suas licitações que levem em consideração os processos de extração ou fabricação, utilização e descarte dos produtos e matérias primas. • Se houver concordância com a afirmação acima, quais critérios de sustentabilidade ambiental foram aplicados?				x	
2. Em uma análise das aquisições dos últimos cinco anos, os produtos atualmente adquiridos pela unidade são produzidos com menor consumo de matéria-prima e maior quantidade de conteúdo reciclável.	x				
3. A aquisição de produtos pela unidade é feita dando-se preferência àqueles fabricados por fonte não poluidora bem como por materiais que não prejudicam a natureza (ex. produtos de limpeza biodegradáveis).					x
4. Nos procedimentos licitatórios realizados pela unidade, tem sido considerada a existência de certificação ambiental por parte das empresas participantes e produtoras (ex: ISO), como critério avaliativo ou mesmo condição na aquisição de produtos e serviços. • Se houver concordância com a afirmação acima, qual certificação ambiental tem sido considerada nesses procedimentos?				x	
5. No último exercício, a unidade adquiriu bens/produtos que colaboram para o menor consumo de energia e/ou água (ex: torneiras automáticas, lâmpadas econômicas). • Se houver concordância com a afirmação acima, qual o impacto da aquisição desses produtos sobre o consumo de água e energia?					x
6. No último exercício, a unidade adquiriu bens/produtos reciclados (ex: papel reciclado). • Se houver concordância com a afirmação acima, quais foram os produtos adquiridos?	x				
7. No último exercício, a instituição adquiriu veículos automotores mais eficientes e menos poluentes ou que utilizam combustíveis alternativos. • Se houver concordância com a afirmação acima, este critério específico utilizado foi incluído no procedimento licitatório?	x				
8. Existe uma preferência pela aquisição de bens/produtos passíveis de reutilização, reciclagem ou reabastecimento (refil e/ou recarga). • Se houver concordância com a afirmação acima, como essa preferência tem sido manifestada nos procedimentos licitatórios?	x				
9. Para a aquisição de bens/produtos é levada em conta os aspectos de durabilidade e qualidade de tais bens/produtos.					x
10. Os projetos básicos ou executivos, na contratação de obras e serviços de engenharia, possuem exigências que levem à economia da manutenção e operacionalização da edificação, à redução do consumo de energia e água e à utilização de tecnologias e materiais que reduzam o impacto ambiental.					x
11. Na unidade ocorre separação dos resíduos recicláveis descartados, bem como sua destinação, como referido no Decreto nº 5.940/2006.					x
12. Nos últimos exercícios, a UJ promoveu campanhas entre os servidores visando a diminuir o consumo de água e energia elétrica. • Se houver concordância com a afirmação acima, como se procedeu a essa campanha (palestras, folders, comunicações oficiais, etc.)?					x
13. Nos últimos exercícios, a UJ promoveu campanhas de conscientização da necessidade de proteção do meio ambiente e preservação de recursos naturais voltadas para os seus servidores. • Se houver concordância com a afirmação acima, como se procedeu a essa campanha (palestras, folders, comunicações oficiais, etc.)?					x

Aspectos sobre a gestão ambiental	Avaliação				
Licitações Sustentáveis	1	2	3	4	5
Considerações Gerais:					
<p>LEGENDA</p> <p>Níveis de Avaliação:</p> <p>(1) Totalmente inválida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é integralmente não aplicado no contexto da UJ.</p> <p>(2) Parcialmente inválida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é parcialmente aplicado no contexto da UJ, porém, em sua minoria.</p> <p>(3) Neutra: Significa que não há como afirmar a proporção de aplicação do fundamento descrito na afirmativa no contexto da UJ.</p> <p>(4) Parcialmente válida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é parcialmente aplicado no contexto da UJ, porém, em sua maioria.</p> <p>(5) Totalmente válida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é integralmente aplicado no contexto da UJ.</p>					

CEPEL

Aspectos sobre a gestão ambiental	Avaliação				
	1	2	3	4	5
Licitações Sustentáveis					
1. A UJ tem incluído critérios de sustentabilidade ambiental em suas licitações que levem em consideração os processos de extração ou fabricação, utilização e descarte dos produtos e matérias primas. <ul style="list-style-type: none"> Se houver concordância com a afirmação acima, quais critérios de sustentabilidade ambiental foram aplicados? Exigência de coleta seletiva dos resíduos provenientes dos processos dos serviços de Alimentação, Limpeza e Jardinagem. 		X			
2. Em uma análise das aquisições dos últimos cinco anos, os produtos atualmente adquiridos pela unidade são produzidos com menor consumo de matéria-prima e maior quantidade de conteúdo reciclável.	X				
3. A aquisição de produtos pela unidade é feita dando-se preferência àqueles fabricados por fonte não poluidora bem como por materiais que não prejudicam a natureza (ex. produtos de limpeza biodegradáveis).		X			
4. Nos procedimentos licitatórios realizados pela unidade, tem sido considerada a existência de certificação ambiental por parte das empresas participantes e produtoras (ex: ISO), como critério avaliativo ou mesmo condição na aquisição de produtos e serviços. <ul style="list-style-type: none"> Se houver concordância com a afirmação acima, qual certificação ambiental tem sido considerada nesses procedimentos? 	X				
5. No último exercício, a unidade adquiriu bens/produtos que colaboram para o menor consumo de energia e/ou água (ex: torneiras automáticas, lâmpadas econômicas). <ul style="list-style-type: none"> Se houver concordância com a afirmação acima, qual o impacto da aquisição desses produtos sobre o consumo de água e energia? Os impactos não são monitorados. 		X			
6. No último exercício, a unidade adquiriu bens/produtos reciclados (ex: papel reciclado). <ul style="list-style-type: none"> Se houver concordância com a afirmação acima, quais foram os produtos adquiridos? Artigos de papelaria. 		X			
7. No último exercício, a instituição adquiriu veículos automotores mais eficientes e menos poluentes ou que utilizam combustíveis alternativos. <ul style="list-style-type: none"> Se houver concordância com a afirmação acima, este critério específico utilizado foi incluído no procedimento licitatório? Exigência de carros Flex. 					X
8. Existe uma preferência pela aquisição de bens/produtos passíveis de reutilização, reciclagem ou reabastecimento (refil e/ou recarga). <ul style="list-style-type: none"> Se houver concordância com a afirmação acima, como essa preferência tem sido manifestada nos procedimentos licitatórios? 	X				
9. Para a aquisição de bens/produtos é levada em conta os aspectos de durabilidade e qualidade de tais bens/produtos.					X
10. Os projetos básicos ou executivos, na contratação de obras e serviços de engenharia, possuem exigências que levem à economia da manutenção e operacionalização da edificação, à redução do consumo de energia e água e à utilização de tecnologias e materiais que reduzam o impacto ambiental.					X
11. Na unidade ocorre separação dos resíduos recicláveis descartados, bem como sua destinação, como referido no Decreto nº 5.940/2006.					X
12. Nos últimos exercícios, a UJ promoveu campanhas entre os servidores visando a diminuir o consumo de água e energia elétrica. <ul style="list-style-type: none"> Se houver concordância com a afirmação acima, como se procedeu a essa campanha (palestras, folders, comunicações oficiais, etc.)? 1º Semana de Sustentabilidade. 					X
13. Nos últimos exercícios, a UJ promoveu campanhas de conscientização da necessidade de proteção do meio ambiente e preservação de recursos naturais voltadas para os seus servidores. <ul style="list-style-type: none"> Se houver concordância com a afirmação acima, como se procedeu a essa campanha (palestras, folders, comunicações oficiais, etc.)? 1º Semana de Sustentabilidade. 					X
Considerações Gerais:					
LEGENDA Níveis de Avaliação: (1) Totalmente inválida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é integralmente não aplicado no contexto da UJ.					

<p>(2) Parcialmente inválida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é parcialmente aplicado no contexto da UJ, porém, em sua minoria.</p> <p>(3) Neutra: Significa que não há como afirmar a proporção de aplicação do fundamento descrito na afirmativa no contexto da UJ.</p> <p>(4) Parcialmente válida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é parcialmente aplicado no contexto da UJ, porém, em sua maioria.</p> <p>(5) Totalmente válida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é integralmente aplicado no contexto da UJ.</p>					
---	--	--	--	--	--

11. Gestão do patrimônio imobiliário – “Bens de uso especial”

Este item não se aplica nem à Eletrobras e nem ao Cepel.

12. Gestão de Tecnologia da informação (TI)

ELETROBRAS

Quadro A.12.1 – Gestão de TI da UJ

Quesitos a serem avaliados	Avaliação				
	1	2	3	4	5
Planejamento					
1. Há planejamento institucional em vigor ou existe área que faz o planejamento da UJ como um todo.					X
2. Há Planejamento Estratégico para a área de TI em vigor.					X
3. Há comitê que decida sobre a priorização das ações e investimentos de TI para a UJ.					X
Recursos Humanos de TI					X
4. Quantitativo de servidores e de terceirizados atuando na área de TI.	120				
5. Há carreiras específicas para a área de TI no plano de cargos do Órgão/Entidade.					X
Segurança da Informação					
6. Existe uma área específica, com responsabilidades definidas, para lidar estrategicamente com segurança da informação.				X	
7. Existe Política de Segurança da Informação (PSI) em vigor que tenha sido instituída mediante documento específico.				X	
Desenvolvimento e Produção de Sistemas					
8. É efetuada avaliação para verificar se os recursos de TI são compatíveis com as necessidades da UJ.				X	
9. O desenvolvimento de sistemas quando feito na UJ segue metodologia definida.				X	
10. É efetuada a gestão de acordos de níveis de serviço das soluções de TI do Órgão/Entidade oferecidas aos seus clientes.			X		
11. Nos contratos celebrados pela UJ é exigido acordo de nível de serviço.					X
Contratação e Gestão de Bens e Serviços de TI					
12. Nível de participação de terceirização de bens e serviços de TI em relação ao desenvolvimento interno da própria UJ.	10%				
12. Na elaboração do projeto básico das contratações de TI são explicitados os benefícios da contratação em termos de resultado para UJ e não somente em termos de TI.					X
13. O Órgão/Entidade adota processo de trabalho formalizado ou possui área específica de gestão de contratos de bens e serviços de TI.					X
14. Há transferência de conhecimento para servidores do Órgão/Entidade referente a produtos e serviços de TI terceirizados?					X
Considerações Gerais:					
LEGENDA					
Níveis de avaliação:					
(1) Totalmente inválida: Significa que a afirmativa é integralmente NÃO aplicada ao contexto da UJ.					
(2) Parcialmente inválida: Significa que a afirmativa é parcialmente aplicada ao contexto da UJ, porém, em sua minoria.					
(3) Neutra: Significa que não há como afirmar a proporção de aplicação do fundamento descrito na afirmativa no contexto da UJ.					
(4) Parcialmente válida: Significa que a afirmativa é parcialmente aplicada ao contexto da UJ, porém, em sua maioria.					
(5) Totalmente válida: Significa que a afirmativa é integralmente aplicada ao contexto da UJ.					

CEPEL

Gestão de TI da UJ

Quesitos a serem avaliados	Avaliação				
	1	2	3	4	5
Planejamento					
1. Há planejamento institucional em vigor ou existe área que faz o planejamento da UJ como um todo.		X			
2. Há Planejamento Estratégico para a área de TI em vigor.	X				
3. Há comitê que decida sobre a priorização das ações e investimentos de TI para a UJ.		X			
Recursos Humanos de TI					
4. Quantitativo de servidores e de terceirizados atuando na área de TI.	13 Efetivos 04 Terceirizados				
5. Há carreiras específicas para a área de TI no plano de cargos do Órgão/Entidade.					X
Segurança da Informação					
6. Existe uma área específica, com responsabilidades definidas, para lidar estrategicamente com segurança da informação.		X			
7. Existe Política de Segurança da Informação (PSI) em vigor que tenha sido instituída mediante documento específico.	X				
Desenvolvimento e Produção de Sistemas					
8. É efetuada avaliação para verificar se os recursos de TI são compatíveis com as necessidades da UJ.		X			
9. O desenvolvimento de sistemas quando feito na UJ segue metodologia definida.					X
10. É efetuada a gestão de acordos de níveis de serviço das soluções de TI do Órgão/Entidade oferecidas aos seus clientes.	X				
11. Nos contratos celebrados pela UJ é exigido acordo de nível de serviço.				X	
Contratação e Gestão de Bens e Serviços de TI					
12. Nível de participação de terceirização de bens e serviços de TI em relação ao desenvolvimento interno da própria UJ.	90 %				
12. Na elaboração do projeto básico das contratações de TI são explicitados os benefícios da contratação em termos de resultado para UJ e não somente em termos de TI.		X			
13. O Órgão/Entidade adota processo de trabalho formalizado ou possui área específica de gestão de contratos de bens e serviços de TI.			X		
14. Há transferência de conhecimento para servidores do Órgão/Entidade referente a produtos e serviços de TI terceirizados?				X	
Considerações Gerais:					
<u>LEGENDA</u> <u>Níveis de avaliação:</u> (1) Totalmente inválida: Significa que a afirmativa é integralmente NÃO aplicada ao contexto da UJ. (2) Parcialmente inválida: Significa que a afirmativa é parcialmente aplicada ao contexto da UJ, porém, em sua minoria. (3) Neutra: Significa que não há como afirmar a proporção de aplicação do fundamento descrito na afirmativa no contexto da UJ. (4) Parcialmente válida: Significa que a afirmativa é parcialmente aplicada ao contexto da UJ, porém, em sua maioria. (5) Totalmente válida: Significa que a afirmativa é integralmente aplicada ao contexto da UJ.					

13. Utilização de cartões de pagamentos do governo federal

Este item não se aplica nem à Eletrobras e nem ao Cepel.

14. Renúncia Tributária e declaração sobre a regularidade dos beneficiários diretos de renúncia

Este item não se aplica nem à Eletrobras e nem ao Cepel.

15. Informações sobre as providências adotadas para atender as deliberações do TCU

ELETROBRAS

DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
1	020.114/2004-1	1713/2008-Plenário	9.2	DE	Ofício nº 1726/2008/TCU/SECEX-1
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
<p>“9.2. determinar à Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobrás, com base no art. 43, inciso I, da Lei Orgânica/TCU, c/c o art. 250, inciso II, do Regimento Interno/TCU, a adoção das seguintes medidas:</p> <p>9.2.1. restrinja a utilização dos serviços de fretamento de aeronaves executivas privadas apenas aos casos excepcionais ou de emergência, nos quais reste comprovada a indisponibilidade de vôos de carreira, fazendo uso do adequado planejamento das viagens, com vistas à utilização preferencial de vôos comerciais no transporte de autoridades e dirigentes da alta administração da entidade, observando, para esse fim, os preceitos da Lei n.º 8.666/93;</p> <p>9.2.2. informe, nas próximas contas, os resultados alcançados quanto à celebração do convênio com a Força Aérea Brasileira para prestação de serviços de transporte aéreo de passageiros, conforme recomendado no item 9.6 do Acórdão n.º 1.714/2004 - Plenário;”</p>					
Providências Adotadas					
Setor responsável pela implementação					Código SIORG
Presidência Diretoria de Administração Diretoria Financeira e de Relacionamento com Investidores Diretoria de Distribuição Diretoria de Planejamento e Engenharia Diretoria de Tecnologia					
Síntese da providência adotada:					
<p>A Auditoria Interna informou o teor das determinações às diretorias da Eletrobrás por meio do Memo PRA nº 223/2008, de 1º/9/2008.</p> <p>A Eletrobrás encaminhou ao Comando da Aeronáutica correspondências para fins de verificação da possibilidade de celebração do Convênio.</p> <p>Em 29/12/2009 o Comando da Aeronáutica, pelo Ofício nº 79/SSPC/2833, informou que após detalhados estudos em conjunto com o Estado - Maior da Aeronáutica, foi concluído pela inviabilidade do convênio proposto, tendo em vista que a disponibilidade dos atuais meios aéreos não comporta o cumprimento de missões extra institucionais do porte em apreço, assim como há limitações para os atendimentos em caráter excepcional, não sendo possível o comprometimento definitivo de apoio à Eletrobrás.</p>					
Síntese dos resultados obtidos					
A determinação foi acatada, não tendo sido feitos novos fretamentos de aeronave.					
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
2	021.460/2008-8	3327/2009 2ª Câmara	1.5.1.	DE	Ofício nº 424/2009/TCU/SECEX-1
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
<p>“1.5.1. à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ELETROBRÁS que:</p> <p>1.5.1.1. nas próximas contas, faça constar do Relatório de Gestão demonstrativo do fluxo financeiro de projetos ou programas financiados com recursos externos ocorridos no ano e acumulados até o período em exame, de forma que seja atendido o disposto no item 7 do Anexo II, parte A, da Decisão Normativa TCU nº 94/08;</p> <p>1.5.1.2. adote providências a fim de restringir a concessão de horas extras a seus funcionários, tendo em vista que a referida concessão é medida excepcional, observando o disposto nos arts. 59 e 61 do Decreto-Lei nº 5.542 - CLT.”</p>					
Providências Adotadas					
Setor responsável pela implementação					Código SIORG
Diretoria de Administração Diretoria Financeira e de Relacionamento com Investidores Diretoria de Distribuição Diretoria de Planejamento e Engenharia Diretoria de Tecnologia					
Síntese da providência adotada:					
As informações requeridas estão juntadas ao processo de contas.					
Com relação ao item 1.5.1.2, as providências já foram relatadas nas contas do exercício de 2009.					
Síntese dos resultados obtidos					
Atendimento às determinações contidas nos itens 1.5.1.1 e 1.5.1.2.					
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
3	030.942/2008-6	2591/2009-Plenário	9.3.	DE	Ofício nº 1261/2011/DIENE/DI/SFC/CGU- PR
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
“9.3. Determinar à Eletrobrás que informe em seu processo de prestação de contas dos anos de 2009 e 2010, os valores glosados, nos respectivos exercícios, nas faturas relativas ao Contrato ECE nº 411/2008.”					
Providências Adotadas					
Setor responsável pela implementação					Código SIORG
Diretoria de Administração					
Síntese da providência adotada:					
No exercício de 2010 foram ressarcidos à Eletrobras R\$ 85.000,00, em 10 parcelas de R\$ 8.500,00.					
Síntese dos resultados obtidos					
Atendimento à determinação do Acórdão.					
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
4	017.384/208-8	1407/2010 2ª Câmara	1.5.2	DE	Ofício nº 1188/2010/TCU/SECEX-PI
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
<p>“1.5.2. determinar às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, na qualidade de controladora da Cepisa, que adote as providências que estiverem ao seu alcance para que a referida companhia logre êxito na implementação dos planos de ação para redução da inadimplência e das perdas de energia elétrica, ora determinados.”</p>					
Providências Adotadas					
Setor responsável pela implementação					Código SIORG
Diretoria de Distribuição					
Síntese da providência adotada:					
<p>Em 14/6/2010, pelo memorando GDD-050/2010, a Diretoria de Distribuição da Eletrobras encaminhou as informações relacionadas ao “Plano de Redução de Inadimplência e de Redução de Perdas de Energia Elétrica” que aquela empresa vem implementando, com o fim de atender ao citado Acórdão. O documento aborda redução da inadimplência e redução das perdas de energia elétrica. Esclarece que ao término de 2009 foi montado o Plano de Melhoria de Desempenho - PMD 2010 a 2014, com metas a serem perseguidas, estruturado com base nos direcionamentos estratégicos estabelecidos para todas as empresas de distribuição da Eletrobras, dentre os quais “Redução de Inadimplência” e “Equacionamento de Estoques Recebíveis”. Informa que a empresa, como parte do Sistema Eletrobras, elaborou em todas suas áreas de gestão, diretrizes, metas e indicadores de desempenho consoante o seu contrato de metas de Desempenho Empresarial - CMDE, contrato este assinado com a holding Eletrobras em dezembro de 2009.</p>					
Síntese dos resultados obtidos					
Atendimento à determinação contida no Acórdão.					
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
5	013.088/2005-8	1622/2010 2ª Câmara	1.7.	DE	Ofício nº 355/2010/TCU/SECEX-1
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
<p>“1.7. Determinado à Eletrobrás que:</p> <p>1.7.1. Faça constar do Relatório de Gestão das futuras contas:</p> <p>1.7.1.1. As metas, os indicadores e os resultados alcançados, com as devidas justificativas para o seu não atingimento, pertinentes aos departamentos vinculados às Diretorias da Eletrobrás, em observância às disposições contidas nos itens 02 a 04 da Parte "A" do Anexo II da Decisão Normativa TCU-100/2009;</p> <p>1.7.1.2. Informações sobre a correta aplicação dos recursos repassados mediante convênio, bem como quanto aos projetos e programas financiados com recursos externos, indicando se foram alcançados os objetivos e metas programadas, em conformidade com os itens 06 e 08 da Parte "A" do Anexo II da Decisão Normativa TCU 100/2009;</p> <p>1.7.2. Observe as recomendações da SFC contidas no Relatório nº 166978 - Auditoria Projeto PNUD BRA/01/001, especificamente quanto aos fatos apontados nos itens 8.1.1.1, 9.1.1.1, 9.1.1.2, 9.2.1.1 e 10.1.1.1 daquele relatório;”</p>					
Providências Adotadas					
Setor responsável pela implementação					Código SIORG
Presidência Diretoria de Tecnologia					
Síntese da providência adotada:					
<p>Subitem 1.7.1: As informações estão incluídas no Relatório de Gestão do exercício de 2010.</p> <p>Subitem 1.7.2: A Diretoria de Tecnologia, pelo memorando DT-009/2010, de 3/8/2010, encaminhou à Auditoria Interna documentação informando do atendimento à determinação. Acrescentou que a CGU tinha confirmado o atendimento no Relatório nº 176144 – Auditoria Projeto PNUD BRA/01/001 – Exercício 2005, item 3.1.4.1.</p>					
Síntese dos resultados obtidos					
Atendimento à determinação contida no Acórdão.					
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
6	011.213/2003-2	2629/2010 2ª Câmara	9.9	RE	Ofício nº 881/2010/TCU/SECEX-PI
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
<p>“9.9. recomendar à Cepisa e à Eletrobrás que, com vistas a reverter o preocupante quadro de dificuldade financeira e operacional porque passa a primeira entidade, elaborem, conjuntamente, plano estratégico, contemplando ações efetivas no intuito de melhorar a situação da companhia, de forma a otimizar a utilização dos recursos disponíveis e o cumprimento de sua missão institucional;”</p>					
Providências Adotadas					
Setor responsável pela implementação					Código SIORG
Diretoria de Distribuição					
Síntese da providência adotada:					
<p>Foi assinado pela Eletrobras Distribuição Piauí e a Eletrobras um Contrato de Metas e Desempenho Empresarial para os ciclos de 5 anos, compreendendo o período de 2010 a 2014, contendo os planos de ações para cumprimento das metas de desempenho econômico-financeiro, operacional e estratégico, e todos os indicadores de desempenho e os prazos de execução estabelecidos, bem como as premissas adotadas.</p>					
Síntese dos resultados obtidos					
Atendimento à recomendação contida no Acórdão.					
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
7	016.096/2006-1	2956/2010 2ª Câmara	1.5.1	DE	Ofício nº 589/2010/TCU/SECEX-1
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
<p>“1.5.1. à Eletrobrás que:</p> <p>1.5.1.1. previamente à realização de seus investimentos, analise atentamente as condições do negócio, verificando os aspectos de rentabilidade e de retorno dos recursos empregados, bem assim a segurança do investimento, de forma a minimizar riscos e evitar prejuízos;</p> <p>1.5.1.2. observe as determinações contidas no Acórdão 2062/2006 - Plenário, notadamente a disposição constante do seu item 9.1.3.5, evitando, quando da licitação para contratação de agência de publicidade, a adjudicação do objeto a mais de uma agência;”</p>					
Providências Adotadas					
Setor responsável pela implementação					Código SIORG
Diretoria de Administração Diretoria Financeira e de Relacionamento com Investidores					
Síntese da providência adotada:					
Em 6/7/2010 a Auditoria Interna, pelo memorando CAA-113/2010 e pelo memorando CAA-114/2010, enviou, respectivamente, à Diretoria de Administração e à Diretoria Financeira e de Relacionamento com Investidores, o Ofício nº 589/2010-TCU/SECEX-1 e o Acórdão nº 2956/2010-TCU-2ª Câmara, para conhecimento e providências. Na mesma data, encaminhou estes mesmos documentos, pelo memorando CAA-115/2010, para a Diretoria de Distribuição, a Diretoria de Planejamento e Engenharia, e a Diretoria de Tecnologia, somente para conhecimento.					
Síntese dos resultados obtidos					
A determinação contida no Acórdão está sendo acatada.					
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
8	013.639/2008-4	2555/2010 2ª Câmara	1.5.	DE	Ofício nº 515/2010/TCU/SECEX-1
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
<p>“1.5. Determinar à Eletrobrás que informe nas próximas contas o resultado das providências adotadas visando ao ressarcimento:</p> <p>1.5.1. dos custos de empregados cedidos às entidades cessionárias inadimplentes; e, evidenciada a inviabilidade de negociação por via administrativa, das medidas legais aplicáveis para à efetiva cobrança dos valores pendentes;</p> <p>1.5.2. dos valores pagos indevidamente ao Sr. João Paulo Pires Alves, relativo ao adicional de transferência recebido no período de novembro/2002 a julho/2004, devendo ser restituído a Furnas os valores cobrados a maior, a título de reembolso pela cessão do mencionado empregado;”</p>					
Providências Adotadas					
Setor responsável pela implementação					Código SIORG
Diretoria de Administração Diretoria Financeira					
Síntese da providência adotada:					
As informações estão incluídas no Relatório de Gestão do exercício de 2010.					
Síntese dos resultados obtidos					
Atendimento à Determinação.					
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada																																
Denominação completa:					Código SIORG																											
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226																											
Deliberações do TCU																																
Deliberações expedidas pelo TCU																																
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida																											
9	003.984/2009-7	1906/2010-Plenário	9.2.	DE	Ofício nº 407/2010/TCU/SEFID																											
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG																											
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226																											
Descrição da Deliberação:																																
<p>9.2. determinar a Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobras que, no prazo de 90 (noventa) dias:</p> <p>9.2.1. passe a realizar licitação para a aquisição de combustíveis, subsidiados pela CCC, para abastecer as usinas do Sistema Isolado, nos termos do inciso XXI, art. 37, da Constituição Federal de 1988, c/c o art. 15, §2º, da Lei 3.890-A/1961, com redação dada pelo art. 19, da Lei n.º 11.943/2009, orientando as empresas controladas pela holding no mesmo sentido;</p> <p>9.2.2. apresente plano de ação, contemplando:</p> <p>9.2.2.1. as ações destinadas à modernização/revitalização do parque térmico das usinas subsidiadas pela CCC, que pertencem à holding Eletrobras, haja vista a existência de beneficiárias com elevado custo, a exemplo das empresas destacadas na Tabela abaixo, apresentando cronograma de implementação das medidas:</p> <p>Tabela - Amostra de usinas pertencentes à Eletrobras com elevado custo</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Empresa</th> <th>Usina</th> <th>Custo R\$/MWh</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Eletronorte</td> <td>Rio Branco II</td> <td align="right">3.354,61</td> </tr> <tr> <td>Eletronorte</td> <td>Rio Branco I</td> <td align="right">2.082,04</td> </tr> <tr> <td>Eletronorte</td> <td>Rio Acre</td> <td align="right">1.657,34</td> </tr> <tr> <td>Eletronorte</td> <td>Rio Madeira</td> <td align="right">1.221,49</td> </tr> <tr> <td>Amazonas Energia</td> <td>Alvarães</td> <td align="right">1.230,00</td> </tr> <tr> <td>Amazonas Energia</td> <td>Japurá</td> <td align="right">1.261,00</td> </tr> <tr> <td>Amazonas Energia</td> <td>Palmeiras</td> <td align="right">1.180,00</td> </tr> <tr> <td><u>Amazonas Energia</u></td> <td><u>Cucui</u></td> <td align="right"><u>815,00</u></td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Fonte: Eletrobras - fls. 120 e 182/183 do Anexo 4.</i></p> <p>9.2.2.2. as medidas adotadas para a efetiva redução das perdas elétricas nas empresas da holding Eletrobras, detalhando os índices de perdas, os prazos e os valores destinados à essa finalidade, discriminando as ações a serem realizadas com recursos da Eletrobras e com os recursos obtidos junto ao Banco Mundial;</p> <p>9.2.3. implemente o Sistema Digital de Coleta de Dados exigido pela Resolução Normativa Aneel n.º 163/2005 em todas as usinas subsidiadas pela CCC, pertencentes à holding Eletrobras, para que se identifiquem com transparência as grandezas elétricas, notadamente o consumo específico das usinas da holding;”</p>						Empresa	Usina	Custo R\$/MWh	Eletronorte	Rio Branco II	3.354,61	Eletronorte	Rio Branco I	2.082,04	Eletronorte	Rio Acre	1.657,34	Eletronorte	Rio Madeira	1.221,49	Amazonas Energia	Alvarães	1.230,00	Amazonas Energia	Japurá	1.261,00	Amazonas Energia	Palmeiras	1.180,00	<u>Amazonas Energia</u>	<u>Cucui</u>	<u>815,00</u>
Empresa	Usina	Custo R\$/MWh																														
Eletronorte	Rio Branco II	3.354,61																														
Eletronorte	Rio Branco I	2.082,04																														
Eletronorte	Rio Acre	1.657,34																														
Eletronorte	Rio Madeira	1.221,49																														
Amazonas Energia	Alvarães	1.230,00																														
Amazonas Energia	Japurá	1.261,00																														
Amazonas Energia	Palmeiras	1.180,00																														
<u>Amazonas Energia</u>	<u>Cucui</u>	<u>815,00</u>																														
Providências Adotadas																																
Setor responsável pela implementação					Código SIORG																											
Diretoria de Planejamento e Engenharia Diretoria de Distribuição Eletrobras Eletronorte																																
Síntese da providência adotada:																																
Em 16/11/2010 a Auditoria Interna, pela carta CAA-143/2010, encaminhou à Secretaria de Fiscalização de																																

Desestatização do Tribunal de Contas da União os memorandos DE – 056/2010, de 22/9/2010, e DE – 059/2010, de 27/9/2010, ambos da Diretoria de Planejamento e Engenharia, e o memorando GDD-080/2010, de 11/11/2010, da Diretoria de Distribuição, com as respostas pertinentes às determinações contidas no Acórdão referenciado.

Síntese dos resultados obtidos

Atendimento à determinação contida no Acórdão.

Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor

Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.

DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
10	007.658/2008-0	4846/2010 2ª Câmara	9.2.	RE	Ofício nº 752/2010/TCU/SECEX-1
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
“9.2. recomendar às Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás que, previamente à celebração de pactuações de grande vulto, em que haja a possibilidade de os pactuantes usufruírem vantagens negociais em licitações futuras, proceda à audiência ou chamamento público, de forma a possibilitar a ampliação do número de empresas potencialmente interessadas em associações da espécie;”					
Providências Adotadas					
Sector responsável pela implementação					Código SIORG
Diretoria de Planejamento e Engenharia					
Síntese da providência adotada:					
Em 14/9/2010 a Auditoria Interna, pelo memorando CAA-149/2010, encaminhou à Diretoria de Planejamento e Engenharia o Ofício nº 752/2010-TCU/SECEX-1, de 27/8/2010, e o Acórdão 4846/2010-TCU-2ª Câmara, de 24/8/2010, para conhecimento e providências nos casos que vierem a se apresentar.					
Síntese dos resultados obtidos					
Atendimento à recomendação contida no Acórdão.					
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
11	019.182/2007-3	7508/2010-Plenário	1.5.1.6	RE	Ofício nº 1123/2010/TCU/SECEX-1
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
<p>"1.5.1.6. recomendar às Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás que:</p> <p>1.5.1.6.1. na celebração de convênios, contratos ou projetos com recursos de organismos internacionais:</p> <p>1.5.1.6.1.1. defina os itens financiáveis, necessários ao cumprimento dos objetivos avançados, e não financiáveis e observe as vedações e limites para pagamentos de despesas, notadamente aquelas referentes aos pagamentos de despesas administrativas e operacionais, de acordo com os princípios gerais relativos à Administração Pública, utilizando, como referencial normativo, na falta de norma própria, o art. 39, parágrafo único, da Portaria Interministerial nº 127/2008;</p> <p>1.5.1.6.1.2. desenvolva e adote critérios e procedimentos com a finalidade de exigir e comprovar a observância, pelos agentes financeiros e convenientes, das disposições da Lei nº 8.666/1993, no que couber, a fim de atender os princípios gerais relativos à Administração Pública, utilizando, como referencial normativo, na falta de norma própria, o art. 11 do Decreto nº 6.170/2007;</p> <p>1.5.1.6.1.3. abstenha-se de aprovar prestações de contas parciais ou finais de seus convênios sem observar o conteúdo mínimo disposto no art. 58 da Portaria Interministerial nº 127/2008, que deve ser utilizado como referencial normativo, na falta de norma própria, com vistas à observância dos princípios gerais relativos à Administração Pública;</p> <p>1.5.1.6.2. para a celebração de convênios, com fundamento nos princípios gerais relativos à Administração Pública e nos arts. 21 e 22 da Portaria Interministerial nº 127/2008, tomados como referenciais normativos, na falta de norma própria:</p> <p>1.5.1.6.2.1. exija planilha contendo relação completa da equipe executora (registrando, no mínimo, a titulação obtida, instituição, ano de formação e função no projeto) e especificando, para cada mês de execução do projeto, para cada membro da equipe, a quantidade de horas alocadas para cada meta em que atuar e a remuneração correspondente acrescida dos encargos legais e trabalhistas incidentes;</p> <p>1.5.1.6.2.2. quaisquer alterações no convênio ou no plano de trabalho, inclusive na composição e na quantidade de horas trabalhadas das equipes executoras, sejam previamente formalizadas e justificadas pelos convenientes e aprovadas pelo concedente;</p> <p>1.5.1.6.2.3. identifique, nos convênios vigentes, desde o seu início, pagamento de pessoal não previsto nos planos de trabalho, bem como de pessoal que, embora previsto inicialmente nos planos de trabalho, não tenha sido efetivamente disponibilizado para as atividades do convênio, e promova a glosa dos valores pagos impropriamente, devidamente atualizados, notadamente para o caso tratado no item 4.2.2.2 do Relatório de Auditoria de Gestão da CGU nº 190.264".</p>					
Providências Adotadas					
Setor responsável pela implementação					Código SIORG
Presidência Diretoria de Administração Diretoria Financeira e de Relacionamento com Investidores Diretoria de Distribuição Diretoria de Planejamento e Engenharia Diretoria de Tecnologia					
Síntese da providência adotada:					

Em 12/1/2011 a Auditoria Interna, pelo memorando CAA-5/2011, encaminhou a todas as Diretorias o Ofício nº 1123/2010 – TCU/SECEX – 1, de 21/12/2010, pertinente ao Recurso de Reconsideração interposto pela Eletrobras contra o Acórdão nº 1914/2009 – TCU – 2ª Câmara, acerca do processo de Prestação de Contas, exercício de 2006, para conhecimento e providências.

Em 25/1/2011 a Diretoria de Tecnologia, pelo memorando GDT – 003/2011, encaminhou à Superintendência de Auditoria resposta ao item 1.5.1.4.3.3 do Acórdão nº 1914/2009 – TCU – 2ª Câmara (1.5.1.6.2.3 do Acórdão 7508/2010-TCU-2ª Câmara), informando que não foram detectados pagamentos indevidos nos convênios vigentes e, ainda, que com relação ao caso tratado no item 4.2.2.2 do Relatório de Auditoria de Gestão da CGU Nº 190.264 (Convênio 933/2003), o ressarcimento foi realizado.

Síntese dos resultados obtidos

Atendimento à recomendação contida no Acórdão.

Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor

Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.

DELIBERAÇÕES DO TCU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
1	010.112/2003-5	1802/2003-Plenário	9.2	DE	Ofício nº
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
<p>“9.2. determinar à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás que informe nas contas anuais, em título específico, os desembolsos realizados em cumprimento ao disposto na Cláusula Terceira do Contrato Econômico-Financeiro para Implantação e uso da Estação Conversora de Rivera e de Intercâmbio de Energia Elétrica entre Brasil e Uruguai, de 30/01/1997, em favor da Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Electricas - UTE, e junte ao respectivo processo cópia de pareceres técnicos que comprovem a exatidão dos valores a serem ressarcidos, da ata da reunião de diretoria que vier a aprovar esses ressarcimentos e dos elementos relacionados no item 6 da cláusula terceira do referido contrato;”</p>					
Justificativas apresentadas pelo seu não cumprimento					
Sector responsável pela implementação					Código SIORG
Diretoria Financeira e de Relação com Investidores					
Justificativa para o seu não cumprimento:					
Determinação que implica em ação continuada. A determinação está sendo observada na atual prestação de contas.					
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências, no que tange à inclusão no processo de contas.					

DELIBERAÇÕES DO TCU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
2	015.096/2008-3	1477/2008-Plenário	9.1	DE	Ofício nº 240/2008/TCU/SECEX-1
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
“9.1. determinar às Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás que mantenham o TCU informado acerca de eventuais negociações envolvendo mudanças no Tratado de Itaipu ou em seus Anexos;”					
Justificativas apresentadas pelo seu não cumprimento					
Setor responsável pela implementação					Código SIORG
Diretoria de Planejamento e Engenharia					
Justificativa para o seu não cumprimento:					
Determinação que implica em ação continuada. No exercício de 2010 não ocorreram negociações que implicassem mudanças no Tratado de Itaipu ou em seus Anexos.					
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

DELIBERAÇÕES DO TCU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS –Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
3	026.828/2007-7	120/2009 2ª Câmara	1.6	DE	Ofício nº 169/2009/TCU/SECEX-RJ-DT2
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
<p>“1.6. Determinações à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás:</p> <p>1.6.1. encaminhar o resultado dos trabalhos a serem conduzidos em Furnas Centrais Elétricas S.A., por força da recomendação expedida pelo Ministério das Minas e Energia - MME (Ofício nº 1712/2008/GM-MM;”</p>					
Justificativas apresentadas pelo seu não cumprimento					
Setor responsável pela implementação					Código SIORG
Presidência Comissões PAD					
Justificativa para o seu não cumprimento:					
<p>As ações para atendimento permanecem em andamento:</p> <p>Do total de 15 CPADs, foram concluídos e apresentados à Diretoria Executiva da Eletrobras 14 Relatórios, dos quais 12 já foram encaminhados à Corregedoria Setorial da CGU junto ao MME, bem como ao Tribunal de Contas da União, em cumprimento ao determinado no citado Acórdão;</p> <p>Encontra-se em andamento a CPAD nº 004/2010, constituída pela Resolução nº 1265/2010, de 1/12/2010, para apurar eventuais desvios apontados no Relatório de Ação de Controle – Auditoria Especial em Furnas – Relatório nº 15 – Contratos de serviços complementares na área de atuação do Departamento de Construção Sul, com previsão de término para maio de 2011.</p>					
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor					
Necessidade de estrita observância à Lei 8.112/90, o que impacta os prazos de execução dos trabalhos.					

DELIBERAÇÕES DO TCU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
4	028.624/2009-2	217/2010-Plenário	1.6	DE	Ofício nº 103/2010/TCU/SECEX-9
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
<p>“1.6. determinar à Centrais Elétricas Brasileiras S/A. – Eletrobrás que informe, nas próximas contas, os pagamentos efetuados ao Clube de Regatas do Vasco da Gama, bem como encaminhe cópias da documentação comprobatória da regularidade do clube junto à seguridade Social e ao FGTS, referente ao contrato de patrocínio assinado em 14/7/2009;”</p>					
Justificativas apresentadas pelo seu não cumprimento					
Setor responsável pela implementação					Código SIORG
Presidência					
Justificativa para o seu não cumprimento:					
<p>Em agosto de 2009 foi desembolsada diretamente ao Club de Regatas Vasco da Gama parte da primeira parcela, no total de R\$ 5.689.822,11, tendo já sido demonstrada a regularidade naquela ocasião. O restante desta primeira parcela foi desembolsado também em 2009, a fim de atender Ofícios Judiciais recebidos pela Eletrobras, a saber: Mandado de Notificação 1924/2009, Processo Judicial nº 2007.001.030639-3, expedido pela 6ª Vara Cível do Rio de Janeiro, no valor total de R\$ 700.000,00; Ofício nº 0553/2009, expedido pela 14ª Vara do Trabalho do Rio de Janeiro (1ª Região), referente ao Processo 01576.2008.014.01.00.7 / RTOrd, no valor total de R\$ 140.061,39; Ofício nº 0665/2009, expedido pela 68ª Vara do Trabalho do Rio de Janeiro (1ª Região), referente ao Processo 00190.2009.068.01.00.0 / RTOrd, no valor total de R\$ 470.116,50.</p> <p>Os desembolsos realizados em 2010 foram em cumprimento a medidas judiciais, a saber: Mandado de Penhora e Avaliação nº 0105/2010, expedido pela 36ª Vara do Trabalho do Rio de Janeiro, no valor total de R\$ 8.079.498,37; Mandados de Notificação nº 223/2009 e 238/2009, alusivos ao Ato da Presidência nº 37/09, expedido pelo TRT/RJ, Ofício 0225/09, referente ao Processo 02165.2009.000.01.00.7-Pet, no valor total de R\$ 2.800.000,00; Processo Judicial nº 2002.001.072.645.0, expedido pela 40ª Vara Civil da Justiça do Rio de Janeiro, no valor total de R\$ 193.776,75; Mandado de Penhora e Avaliação nº 0138/2010, expedido 36ª Vara do Trabalho do Rio de Janeiro, referente ao Processo nº 0000617.48.2010.5.01.0036 - RTOrd, com desembolso parcial de R\$ 787.613,43; Mandado de Notificação nº 0274/2009, expedido pelo Juízo Auxiliar de Conciliação e Centralizador de Execução, da Justiça Regional do Trabalho/RJ (1ª Região), referente ao Processo 02165.2009.000.01.00.7 Pet, parcela fixa adicional ao processo citado no valor total de R\$ 2.500.799,18.</p> <p>Após a 1ª parcela, não foi feito qualquer desembolso ao Clube de Regatas do Vasco da Gama. Foram, sim, cumpridas determinações judiciais.</p>					
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor					
<p>A documentação comprobatória de regularidade não está juntada ao processo de contas uma vez que o Clube de Regatas do Vasco da Gama não está regular com estas obrigações.</p>					

DELIBERAÇÕES DO TCU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
5	005.359/2009-0	387/2010-Plenário	1.6	DE	Ofício nº 366/2010/TCU/SECEX-GO
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
“1.6. Determinar à Eletrobrás que encaminhe prontamente cópia da legislação, atos normativos e análise que vierem a autorizar a aquisição, pela Eletrobrás, de ações da Companhia Celg de Participações S.A. - Celgpar (cuja subsidiária integral é a Celg Distribuição S.A. - Celg D);”					
Justificativas apresentadas pelo seu não cumprimento					
Setor responsável pela implementação					Código SIORG
Diretoria Financeira e de Relação com Investidores					
Justificativa para o seu não cumprimento:					
Até o momento não ocorreu a autorização. Tão logo ocorra a publicação da autorização legislativa federal e a operação seja submetida à provação do Conselho de Administração da Eletrobras, a documentação será enviada.					
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor					
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.					

DELIBERAÇÕES DO TCU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					226
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
6	030.641/2008-2	948/2010-Plenário	9.2	RE	Ofício nº 635/2010/TCU/SECEX-TO
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileira S/A.					226
Descrição da Deliberação:					
“9.2. recomendar às Centrais Elétricas Brasileiras S/A (Eletrobrás) que exija, previamente à liberação de recursos, a apresentação dos instrumentos jurídicos apropriados, devidamente formalizados, firmados entre os agentes executores e outros órgãos e entes que tenham assumido compromissos de participação econômico-financeira para a realização de ações e metas contratadas e vinculadas ao Programa "Luz para Todos";”					
Justificativas apresentadas pelo seu não cumprimento					
Setor responsável pela implementação					Código SIORG
Diretoria Financeira e de Relações com Investidores Diretoria de Planejamento e Engenharia					
Justificativa para o seu não cumprimento:					
A Eletrobras solicitou que o Coordenador do Programa Luz para Todos do MME indique as providências e procedimentos que devam ser tomados pela Eletrobras, como órgão executor, em relação ao Acórdão 948/2010, a fim de evitar impactos nas liberações dos financiamentos e, por consequência, na condução das obras do Programa Luz para Todos.					
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor					
Trata-se de acompanhamento das metas do Programa Luz para Todos, relativas aos Estados (entes que assumiram compromissos), de responsabilidade daquele MME, conforme prevê o Manual de Operacionalização do Programa Luz para Todos.					

CEPEL

Unidade Jurisdicionada					
Denominação completa:					Código SIORG
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL					60381
Deliberações do TCU					
Deliberações expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
	019.254/2009-0	2486/2010-1	1.5	DE	Ofício MME nº 869/2010-GM-MME, de 31/05/10
Órgão/entidade objeto da determinação e/ou recomendação					Código SIORG
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL					60381
Descrição da Deliberação:					
<p>1.5. Determinar:</p> <p>1.5.1. ao CEPEL que:</p> <p>1.5.1.1. promova, nos futuros certames licitatórios, a divisão dos serviços em tantas parcelas quantas se comprovarem técnica e economicamente viáveis, procedendo à licitação distinta para cada etapa ou conjunto de etapas do serviço, com vistas ao melhor aproveitamento dos recursos disponíveis no mercado e à ampliação da competitividade, sem perda da economia de escala, conforme dispõe o art. 23, §§ 1º e 2º, da Lei 8.666/93;</p> <p>1.5.1.2. atente para a necessidade de se realizar planilhas para a contratação de serviços com os quantitativos estimados para todos os itens que comporão o objeto contratado, conforme disposto no § 2º, II, e § 4º do art. 7º e no art. 8º da Lei 8.666/93, que exigem as previsões de quantidades e de valores no projeto básico ou executivo;</p> <p>1.5.1.3. realize as pesquisas de preço necessárias para embasar a estimativa de preços de seus processos licitatórios justificando adequadamente os casos em que seja impossível a realização de tal pesquisa no mercado e em outros órgãos ou entidades de forma a respeitar o art. 3º da Lei 8.666/93;</p> <p>1.5.1.4. justifique adequadamente as exigências em editais de licitação para que não se configure restrição à competição, em respeito ao disposto no art. 3º, § 1º, I, da Lei 8.666/93.</p>					
Providências Adotadas					
Setor responsável pela implementação					Código SIORG
Departamento de Logística e Operações - DLO					
Síntese da providência adotada:					
<p>Em 21/07/09, o responsável pelo Departamento de Logística e Operações encaminhou Correspondência Interna CI's-DLO 24606 e 24607/09 ao responsável pela Divisão de Suprimentos do CEPEL com a seguinte orientação:</p> <p>CI-DLO 24606/09: <i>“Definir o objeto de contratos de forma a não possibilitar a prestação de serviços sem a previsão de quantidade e custos detalhados por atividade, e sem que sua precificação tenha sido considerada nos respectivos procedimentos licitatórios.”</i></p> <p><i>“As requisições de compras devem indicar obrigatoriamente a fonte e a forma da consulta para o estabelecimento do PREÇO ESTIMADO, preferencialmente através de proposta comercial anexa.”</i></p> <p><i>“Os editais, termos de referência e especificações técnicas não devem estabelecer exigências excessivas de requisitos para a qualificação técnica dos licitantes e que possam restringir à competitividade da licitação. Havendo a necessidade imperiosa de requisitos de qualificação técnica específicos, estes devem ser explicitados em Justificativa Técnica para análise e parecer jurídico.”</i></p> <p>CI-DLO 24607/09: <i>“A execução de despesas de contratos não deve incluir a prestação de serviços sem a previsão de quantidades e custos detalhados por atividade nos respectivos procedimentos licitatórios.”</i></p>					

E em 24/09/09, o responsável pelo Departamento de Logística e Operações encaminhou Correspondência Interna **CI-DLO 24612/2009** às chefias dos departamentos, divisões e atividades, reforçando a orientação:

*“As requisições de compras devem **indicar obrigatoriamente a fonte e a forma da consulta para o estabelecimento do PREÇO ESTIMADO pelo requisitante**, preferencialmente através de proposta comercial ou consulta de preços que devem ser anexadas à RCP, ou através do campo OBSERVAÇÕES quando não for possível obter proposta comercial expressa.”*

Síntese dos resultados obtidos

A efetividade dos resultados será verificada nos próximos trabalhos de auditoria.

Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor

Não houve fatores positivos/negativos relevantes.

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação completa:			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Recomendações do OCI			
Recomendações expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
1	245314/2009	4.1.1.2	Ofício nº 35502/2010/NAC6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/entidade objeto da recomendação			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Descrição da Recomendação:			
“Adotar a modalidade licitatória adequada ao valor da estimativa de preço dos serviços a serem licitados, em consonância com o disposto na Lei nº 8.666/93.”			
Providências Adotadas			
Setor responsável pela implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da providência adotada:			
Recomendação acatada e implementada.			
Síntese dos resultados obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor			
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação completa:			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Recomendações do OCI			
Recomendações expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
2	245314/2009	4.1.2.1	Ofício nº 35502/2010/NAC6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/entidade objeto da recomendação			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Descrição da Recomendação:			
“Planejar adequadamente as licitações, abstendo-se de realizar aquisições por preço global para contratação de serviços e compras cujo objeto seja divisível.”			
Providências Adotadas			
Setor responsável pela implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da providência adotada:			
Recomendação acatada e implementada.			
Síntese dos resultados obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor			
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação completa:			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Recomendações do OCI			
Recomendações expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
3	245314/2009	4.1.2.2 - 001	Ofício nº 35502/2010/NAC6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/entidade objeto da recomendação			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Descrição da Recomendação:			
“Abster-se de realizar licitações com indicações de marca e modelos, a não ser quando devidamente justificada por critérios técnicos ou expressamente indicativa da qualidade do bem a ser adquirido.”			
Providências Adotadas			
Setor responsável pela implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da providência adotada:			
Recomendação acatada e implementada.			
Síntese dos resultados obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor			
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação completa:			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Recomendações do OCI			
Recomendações expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
4	245314/2009	4.1.2.2 - 002	Ofício nº 35502/2010/NAC6/CGU- Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/entidade objeto da recomendação			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Descrição da Recomendação:			
“Abster-se de exigir carro OKm quando da contratação de serviços de locação de veículos, definindo apenas as condições necessárias para prestação do serviço.”			
Providências Adotadas			
Sector responsável pela implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da providência adotada:			
Recomendação acatada e implementada.			
Síntese dos resultados obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor			
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação completa:			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Recomendações do OCI			
Recomendações expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
5	245314/2009	4.1.2.2 - 003	Ofício nº 35502/2010/NAC6/CGU- Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/entidade objeto da recomendação			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Descrição da Recomendação:			
“Instruir os processos com justificativas técnicas que demonstrem a conveniência das aquisições de bens e ou serviços, em termos das especificações técnicas e quantidades requeridas nos respectivos editais.”			
Providências Adotadas			
Setor responsável pela implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da providência adotada:			
Recomendação acatada e implementada.			
Síntese dos resultados obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor			
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação completa:			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Recomendações do OCI			
Recomendações expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
6	245314/2009	4.3.1.3 - 001	Ofício nº 35502/2010/NAC6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/entidade objeto da recomendação			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Descrição da Recomendação:			
“Implementar controles de modo a fazer constar nos termos de convênio celebrados o cronograma de desembolso dos recursos da contrapartida.”			
Providências Adotadas			
Setor responsável pela implementação			Código SIORG
Presidência Diretoria de Administração Diretoria de Distribuição Diretoria Financeira e de Relação com Investidores Diretoria de Planejamento de Engenharia Diretoria de Tecnologia			
Síntese da providência adotada:			
Recomendação acatada. Todas as áreas foram alertadas para a observarem nos novos convênios. Esta recomendação está sendo inserida na nova norma de convênios.			
Síntese dos resultados obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor			
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação completa:			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Recomendações do OCI			
Recomendações expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
7	245314/2009	4.3.1.3 - 002	Ofício nº 35502/2010/NAC/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/entidade objeto da recomendação			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Descrição da Recomendação:			
“Definir precisamente os serviços a serem executados com os recursos da contrapartida dos convênios a serem celebrados implementando controles que permitam a sua verificação.”			
Providências Adotadas			
Setor responsável pela implementação			Código SIORG
Presidência Diretoria de Administração Diretoria de Distribuição Diretoria Financeira e de Relação com Investidores Diretoria de Planejamento de Engenharia Diretoria de Tecnologia			
Síntese da providência adotada:			
Recomendação acatada. Todas as áreas foram alertadas para a observarem nos novos convênios. Esta recomendação está sendo inserida na nova norma de convênios.			
Síntese dos resultados obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor			
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação completa:			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Recomendações do OCI			
Recomendações expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
1	245314/2009	4.2.1.1	Ofício nº 35502/2010/NAC6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/entidade objeto da recomendação			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Descrição da Recomendação:			
“Providenciar a imediata recuperação dos valores pagos indevidamente a título de CPMF.”			
Providências Adotadas			
Setor responsável pela implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Justificativas para o seu não cumprimento:			
Das 9 contratações com valores de CPMF a recuperar, até 29/4/2011 foram finalizadas 8 recuperações.			
Permanece sem solução a recuperação referente à contratação do Instituto Terceiro Setor, contrato ECE-254/2006, valor do débito R\$ 169,96. A empresa não foi encontrada pelas vias telefone, fax e Correios, apesar de todos os esforços realizados.			
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor			
A adoção de providências foi dificultada pela impossibilidade de localização de uma das empresas com CPMF a restituir.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação completa:			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Recomendações do OCI			
Recomendações expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
2	245314/2009	4.3.1.4	Ofício nº 35502/2010/NAC6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/entidade objeto da recomendação			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Descrição da Recomendação:			
“Providencie normatização interna de forma a definir as regras para a celebração de instrumentos de transferência de recursos para o Sistema Eletrobrás, bem como mecanismos de controle.”			
Providências Adotadas			
Setor responsável pela implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Justificativas para o seu não cumprimento:			
A minuta da norma foi concluída e levou em consideração as recomendações constantes no Relatório de Auditoria nº 245314. Não foi concluída no exercício de 2010 por necessitar de ajustes decorrentes de comentários das áreas envolvidas. Atualmente, segue os trâmites internos de aprovação e deverá estar vigente em 30/5/2011.			
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor			
A necessidade de interação das áreas envolvidas demandou maior tempo de elaboração que o inicialmente estimado.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação completa:			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Recomendações do OCI			
Recomendações expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
3	245314/2009	(Nota de Auditoria nº 243216/001)	Ofício nº 35502/2010/NAC6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/entidade objeto da recomendação			Código SIORG
ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S/A.			226
Descrição da Recomendação:			
“Quando se tratar de licitação na modalidade Pregão Eletrônico, avaliar, em futuras licitações, a conveniência de divulgar os preços estimados para as contratações de bens e/ou serviços nos editais de licitação ou informar, no próprio ato convocatório, a disponibilidade e os meios adequados pelos quais os interessados, inclusive aqueles de outros Estados, poderão obter o referido orçamento, em atendimento ao disposto no art. 3º, inciso III, da Lei n. 10.520/2002.”			
Providências Adotadas			
Setor responsável pela implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Justificativas para o seu não cumprimento:			
A Eletrobras entende como conveniente a não divulgação dos orçamentos estimados, quando da modalidade PREGÃO, mantendo tão somente os mesmos nos autos do processo administrativo, sem obrigar-se ainda à menção, em seus Editais, de quaisquer meios de obtenção do orçamento por possíveis interessados, em razão dos argumentos a seguir transcritos e que são argumentos recentemente acolhidos pelo Tribunal de Contas da União nos Acórdãos nº 1789/2009 – Plenário - Sessão 12/08/2009 e Acórdão nº 718/2010 – 1ª Câmara - Sessão 23/02/2010. Manterá como regra geral a prática de acostar ao processo a estimativa de preços.			
Análise crítica dos fatores positivos/negativos que facilitaram/prejudicaram a adoção de providências pelo gestor			
As razões que prejudicaram o atendimento estão descritas no campo acima.			

16. Tratamento das recomendações realizadas pela unidade de Controle Interno

ELETROBRAS e CEPEL

As ações com vistas ao atendimento às recomendações decorrentes de trabalhos realizados pela Auditoria Interna na Eletrobras foram concluídas ou estão em implementação.

Não houve casos de não acatamento de tais recomendações.

17. Outras informações consideradas pelos responsáveis como relevantes para a avaliação da conformidade e do desempenho da gestão.

Não há outras informações relevantes a serem fornecidas sobre a Eletrobras e o Cepel.

18. Relação de arquivos anexos

- 1) Relatório de Renda Fixa;
- 2) Relatório de Renda Variável;
- 3) Imóveis e Taxas dos empréstimos;
- 4) Relatório de Enquadramento de Investimentos;
- 5) Rentabilidade de Investimentos.

II. Informações contábeis

1. Demonstrações contábeis previstas pela Lei 6.404/76, incluindo notas explicativas da Eletrobras e do Cepel.

As demonstrações contábeis da Eletrobras e do Cepel encontram-se anexas.

2. Composição acionária do capital social e detentora de investimento permanente em outras sociedades (investidora).

ELETROBRAS

Quadro B.4.1 Composição Acionária Do Capital Social Em 31/12/2010

UJ COMO INVESTIDA				
Denominação completa:				
Texto				
Ações Ordinárias (%)				
ACIONISTAS		31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010
Governo	Tesouro Nacional	54,00	52,00	52,00
	Outras Entidades Governamentais	24,24	26,22	26,23
	Fundos de Pensão	-	-	-
	Ações em Tesouraria	-	-	-
	% Governo			
Free Float	Pessoas Físicas	1,47	1,72	1,93
	Pessoas Jurídicas	5,61	5,25	4,99
	Capital Estrangeiro	14,68	14,81	14,85
	% free float	-	-	-
Subtotal Ordinárias		100	100	100
Ações Preferenciais (%)				
ACIONISTAS		31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010
Governo	Tesouro Nacional	15,48	0	0
	Outras Entidades Governamentais	-	14,64	12,52
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	-	-	-
	Ações em Tesouraria	-	0,02	0
	% Governo			
Free Float	Pessoas Físicas	12,10	12,41	12,80
	Pessoas Jurídicas	25,56	25,12	21,21
	Capital Estrangeiro	46,86	47,81	53,47
	% free float			
Subtotal Preferenciais (%)		-	-	-
Total		100	100	100

Quadro B.4.2 - Investimentos Permanentes Em Outras Sociedades

UJ Como Investidora - Posição Em 31/12/2010			
Denominação completa:			
Ações Ordinárias (% de participação)			
Investida	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010
CDSA	0,36	0,36	0,36
CENTRALES HIDRELÉTRICAS CENTROAM.	-	-	50,00
CEA	0,03	0,03	0,03
CEAL	74,84	74,84	100
CEPISA	99,98	99,98	99,98
CERON	99,96	99,96	100
CGTE	99,94	99,94	99,95
CHESF	100	100	100
EEB	0,13	0,13	0,13
ELETROACRE	95,34	95,34	95,34
ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA	100	100	100
ELETRONORTE	99,03	99,03	99,41
ELETRONUCLEAR	99,93	99,93	99,93
ELETROSUL	99,71	99,71	99,75
ENERGISA	-	-	1,25
EÓLICA MANGUE SECO 2	-	-	49,00
FURNAS	99,82	99,82	100
GUASCOR LTDA	6,34	6,34	4,41
INAMBARI GERAÇÃO de ENERGIA S.A.	-	-	29,40
ENERGISA	-	-	1,25
AES TIETE	0,08	0,08	0,08
CEEE-D	32,23	32,23	32,23
CEEE-GT	32,23	32,23	32,23
CELESC	0,03	0,03	0,03
CELGP	0,07	0,07	0,07
CELPA	34,79	34,79	34,79
CELPE	0,03	0,03	0,03
CEMAR	33,50	33,50	33,50
CEMAT	5,14	5,14	5,14
CESP	0,03	0,03	0,03
COPEL	1,06	1,06	1,06
CTEEP	9,85	9,85	9,85
ELETROPAR	81,61	81,61	83,71
SPE NORTE ENERGIA S.A.	-	-	15,00

Ações Preferenciais (% de participação)			
Investida	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010
CEAL	94,02	94,02	100
CEPISA	68,33	68,33	68,33
CER	100	100	100
CHESF	81,35	81,35	84,37
DUKE ENERGY PARANAPANEMA S.A.	-	-	0,74
EATE	66,29	66,29	55,60
EDP LAJEADO	100	100	100
ELEJOR	100	100	-
ELETROACRE	87,86	87,86	87,86
ELETRONUCLEAR	99,41	99,41	99,41
ENERGISA	-	-	4,55
ETEP	59,38	59,38	48,58
EATE	-	-	44,44
EPTE	-	-	18,89
FURNAS	98,56	98,56	100
PAULISTA LAJEADO	100	100	100
REDE LAJEADO	100	-	-
LAJEADO ENERGIA	-	100	90,78
TANGARÁ	66,44	66,44	66,44
AES TIETE	16,38	16,38	16,35
CEB	6,56	6,56	6,56
CEEE-D	53,43	53,43	53,43
CEEE-GT	53,43	53,43	53,43
CELESC	17,98	17,98	17,98
CELPA	26,86	26,86	26,86
CELPE	13,79	13,79	13,79
CEMAR	37,29	37,29	37,29
CEMAT	59,78	59,78	59,78
CER	-	-	100
CESP	3,05	3,05	3,05
CGEEP	0,74	0,74	0,74
COELCE	18,46	18,46	18,46
CTEEP	53,64	53,64	53,99
EMAE	64,82	64,82	64,82

CEPEL

Informamos que este item não se aplica ao CEPEL, pois se trata de uma Associação Civil sem Fins Lucrativos, não possuindo a composição acionária de Capital Social.

3. Parecer da auditoria independente sobre as demonstrações contábeis

Os Pareceres da Eletrobras e do Cepel encontram-se anexos.

III. Informações sobre a Gestão – Conteúdo Específico por Unidade Jurisdicionada ou Grupo de Unidades Afins

1. Despesas com ações de publicidade e propaganda

ELETROBRAS

No exercício de 2010, a Eletrobras foi atendida somente pela agência de publicidade Agência 3, através do contrato nº 338-C/2009, no valor de R\$19.500.00,00. Em virtude da necessidade de realização de campanha de utilidade pública "Campanha de Queimadas", a Eletrobras obteve aprovação de valor complementar de R\$ 1.821.657,46.

Assim sendo, os gastos no exercício de 2010 totalizaram **R\$ 21.321.657,46** assim distribuídos:

XLVII) Despesas com Publicidade

Produto	Total (em R\$)
Edital Cultural 2009 – Mídias	933.441,70
Edital Cultural 2009 - Peças	96.156,50
Edital Cultural 2010	42.638,10
Campanha Nova Logomarca - Peças	3.765.365,37
Campanha Nova Logomarca - Mídias	8.469.206,23
Divulgação Patrocínio Theatro Municipal	397.587,36
Vídeos Institucionais (Produção)	577.351,82
Peças Institucionais	168.098,65
Programetes	41.576,22
Filme Complexo Tapajós	8.568,00
Campanha de Sustentabilidade TV Fox	60.610,00
Hot Site Belo Monte	13.404,64
Pesquisa (Avaliação Campanha Nova Marca)	224.547,97
Peças Pesquisa de Clima Organizacional	7.452,18
Campanha Luz para Todos	399,00
Patrocínio NBB TV Globo	101.515,83
Balanço Anual - Peças	13.131,61
Projeto Coquetel	161.500,00
Ação Dia do Meio Ambiente	27.846,00
Pacote Mato Grosso (Rádios e Internet)	114.836,12
Pacote Câmara de Cultura	100.770,03
Pacote TV Rede Vida – Programa O Brasil é Isso	223.962,50
Pacote Revista O Setor Elétrico	29.070,00
Cartilha do Samba	9.500,00
Anuário Brasileiro	66.500,00
Energia Hoje (Revista e Internet)	15.116,40
Revista Brasil Energia	63.476,73
Revista Brasil Sempre	23.148,76
Revista Brasil Sustentável	5.130,00
Revista Energia Alternativa	36.575,00
Revista Diálogo Urbano	12.967,50
Jornal DCI	307.051,40

Revista TAM	124.117,50
Revista Gol	105.336,00
Revista Avianca	25.650,00
Revista Ocean Air	25.650,00
Revista Vasco	11.875,00
Revista Smart Energy	8.550,00
Revista Conjuntura Econômica	16.327,65
Valor Econômico	49.407,12
Jornal de Domingo	6.650,00
Revista Amazônia	17.100,00
Revista Cidadania e Meio Ambiente	18.810,00
Revista Consulex	8.455,00
Diário Online	5.700,00
Revista Lume	3.809,02
Divulgação de Esporte - Eletromídia	142.500,00
Esporte – Projeto Copa do Mundo	890.625,00
Elemídia (elevadores)	6.771,60
Filme Waimiri Atroari	26.775,00
Jornal The Guardian	53.585,31
Revista Ventura	84.563,91
Projeto Branding	222.737,94
Techno News	32.636,30
Travel News	32.832,00
TV Bandeirantes - Progama Deles e Delas	51.582,79
Projeto Manoel Afonso	2.350,00
Workidea	75.396,88
Retrospectiva 2009	235.740,60
Revista Carta Capital	17.356,50
Ação Sustentabilidade	142,50
Revista Exame Internacional	32.618,00
Coleção Energia	10.153,12
Revista IBDE	8.312,50
Revista Classe Mundial	9.975,00
Prêmio Gestão Pública Eletronorte	10.760,00
Campanha Sustentabilidade Google	18.850,98
Valores referentes ao orçamento de 2009 pagos em 2010	1.060.663,60
TOTAL gasto em Ações Institucionais	19.572.868,44
TOTAL gasto em Campanha de Utilidade Pública	1.748.789,02
TOTAL GERAL	21.321.657,46
Campanha Utilidade Pública (valor disponibilizado)	1.821.657,46
Campanha Utilidade Pública (valor efetivado)	1.748.789,02
Valor remanescente da campanha de utilidade pública "Queimadas" (1.821.657,46 - 1.748.789,02)	72.868,44
Orçamento 2010 Institucional + Valor resmanescente campanha "Queimadas" (19.500.000,00 + 72.868,44)	19.572.868,44

CEPEL

Informação enviada à SECOM em 10/02/2011 através da carta DG-4848/2011.

XLVIII) Despesas com Publicidade

Dados Econômicos até 31/12/2010		2010	
PROPAGANDA PUBLICIDADE E PUBLICAÇÕES	ORÇADO	REALIZADO	%
Publicidade Legal	R\$ 117.274	R\$ 59.317	49,58
Publicidade Mercadológica	R\$ 313.266	R\$ 197.997	63,20
Publicidade Institucional	R\$ 48.000	R\$ 45.870	95,56
Publicidade Utilidade Pública			
Patrocínio			
TOTAL	R\$ 478.540	R\$ 303.184	63,36

1.1 Despesas com ações de Patrocínios

XLIX) Projetos Incentivados

Nº Contrato	Nº PRONAC / SALIC	PROJETO	CONTRATADO	Conta Orçamentária	Valor Patrocínio (R\$)	Liberado (R\$)	A liberar (R\$)
0003/2010	087684	Theatro Municipal - Sala de Espetáculos e Adjacências - Etapa Obras Civas, Controle Predial, Sistema de Combate a Incêndio	Associação dos Amigos do Teatro Municipal	6159410800	3.525.268,91	3.525.268,91	0,00
0004/2010	088950	28ª Festa da Uva	Comissão Festa da Uva e Feiras Agro - Industriais	6159410800	280.000,00	280.000,00	0,00
0006/2010	094392	Carnaval Multicultural do Recife	Fundação e Apoio ao Desenvolvimento da Universidade Federal de Pernambuco - FADE	6159410900	200.000,00	200.000,00	0,00
0009/2010	0810200	Silêncio das Inocentes	Voglia Produções Artísticas Ltda	6159410800	250.000,00	250.000,00	0,00
0010/2010	091311	Museu de Artes e Ofícios - Plano de Manutenção	Instituto Cultural Flavio Gutierrez	6159410800	150.000,00	150.000,00	0,00
0011/2010	092739	Circulação de Oficinas e Shows	C2A Produções Culturais Ltda	6159410800	100.000,00	100.000,00	0,00
0013/2010	097734	Brasília 50 Anos - Capital do Choro	Clube do Choro de Brasília	6159410800	200.000,00	200.000,00	0,00
0014/2010	090332	Roda Gigante	Boccanera Produções Artísticas Ltda	6159410800	200.000,00	200.000,00	0,00
0015/2010	089901	Loba de Ray-Ban - São Paulo e Turnê	Centro Cultural Solar de Botafogo Ltda	6159410800	244.050,00	244.050,00	0,00
0019/2010	036451	Infraestrutura para Preservação do Patrimônio Histórico e Cultural de Ciência e Tecnologia	Associação Cultural de Amigos do museu de Astronomia e Ciências Afins - SAMAST	6159410800	200.000,00	200.000,00	0,00
0023/2010	092225	Plano Anual de Atividades FOSB Set/09 - Ago/10	Fundação Orquestra Sinfônica Brasileira	6159410800	200.000,00	200.000,00	0,00
0028/2010	098330	18ª FENASOJA – Atividades Musicais	Feira Nacional da Soja	6159410900	250.000,00	250.000,00	0,00
0035/2010	086425	Núcleos Sinfônicos de Campos	Sociedade Artística Villa Lobos	6159410800	600.000,00	600.000,00	0,00
0038/2010	093913	Memória Adão Preto - A História da luta camponesa na vida de um poeta e cantador	Associação Cultural José Martí - RS	6159410800	264.242,00	264.242,00	0,00

0040/2010	101662	Norte da Saudade	Gege Produções Artísticas Ltda	6159410900	500.000,00	500.000,00	0,00
0046/2010	090251	Zeróis do Ziraldo	Lúmen Produções Ltda	6159410800	232.664,00	232.664,00	0,00
0047/2010	102387	Brasil na Copa da África do Sul	Maurício Pessoa Shows e Eventos Culturais Ltda	6159410800	1.000.000,00	1.000.000,00	0,00
0049/2010	087684	Theatro Municipal - Restauração Interna - Sala de Espetáculos e Adjacências - Obras Cíveis, Restauração Pedras Externas e Equipamentos Cênicos	Associação de Amigos do Teatro Municipal	6159410800	3.000.000,00	3.000.000,00	0,00
0051/2010	097076	40º Festival Nacional da Cultura	Fenac Promoções e Eventos Ltda	6159410800	100.000,00	100.000,00	0,00
0056/2010	102925	Projeto Coleções Itinerância	Intrépida Trupe Produções Artísticas Ltda	6159410800	200.000,00	200.000,00	0,00
0062/2010	094485	Rota do Sal	Avesso Filmes Ltda	6159410800	250.000,00	250.000,00	0,00
0066/2010	082764	Exposição Séculos Indígenas no Brasil	Fundação Darcy Ribeiro	6159410800	400.000,00	400.000,00	0,00
0070/2010	091472	Inverno da Luz Vermelha	Nós Outros Produções Cinematográficas, Eventos e Teatro Ltda	6159410800	200.000,00	200.000,00	0,00
0071/2010	070144	Festival Internacional de Cinema de Arquivo - RECINE	Rio de Cinema de Arquivo - RECINE 2010	6159410800	80.000,00	80.000,00	0,00
0072/2010	093102	Joaquim Nabuco e a Modernidade	Instituto Antares	6159410900	317.210,00	317.210,00	0,00
0080/2010	069104	Centro Cultural Casa do Povo	Associação dos Amigos da Casa do Povo	6159410800	300.000,00	300.000,00	0,00
0081/2010	071959	Cordel com a Corda Toda	Burburinho Cultural Produções Artísticas Ltda	6159410800	111.232,00	111.232,00	0,00
0082/2010	100521	Senhora dos Afogados	Cia. Teatral do Movimento Ltda	6159410800	338.179,93	338.179,93	0,00
0083/2010	087755	Repertório Bacri-Jaoui (Dois em um)	Três Produções Artísticas Ltda	6159410800	491.550,00	491.550,00	0,00
0086/2010	101169	Um Coração Fraco	Teatro Ilustre Produções Artísticas Ltda	6159410800	361.060,00	361.060,00	0,00
0087/2010	083293	Circuito Musical - EXPOFRED 2010	GB Produtora	6159410800	30.000,00	30.000,00	0,00
0089/2010	097654	O Retorno ao Deserto	BB Produções Artísticas Ltda	6159410800	268.100,00	268.100,00	0,00

0091/2010	101341	Adultério	G9 Produções Artísticas	6159410800	251.300,00	251.300,00	0,00
0094/2010	092263	Os Catecismos Segundo Carlos Zéfiro	Serejo e Benghi Ltda	6159410800	503.680,00	503.680,00	0,00
0095/2010	101070	Bartleby, O Escriturário	Quintal Rio Produções Artísticas Ltda	6159410800	279.655,30	279.655,30	0,00
0100/2010	069979	Triptico Alfrediano	KAVANTAN & Associados Projetos e Eventos Culturais Ltda	6159410800	254.964,53	254.964,53	0,00
0101/2010	101916	O Reino do Mar Sem Fim	Zuzy Empreendimentos Ltda	6159410800	117.800,00	117.800,00	0,00
0102/2010	096399	A Tempestade	ELB Consultoria e Produções Culturais Ltda	6159410800	800.000,00	800.000,00	0,00
0103/2010	094572	Rosa	Unfinished Business Produções Artísticas, Cinematográficas e Audiovisuais Ltda	6159410800	150.000,00	150.000,00	0,00
0104/2010	077470	Concertos Art Invest no Interior de São Paulo - 2009	Art Invest Marketing Cultural	6159410800	350.000,00	350.000,00	0,00
0105/2010	090298	Xingu	O2 Cinema Ltda	6159410800	800.000,00	640.000,00	160.000,00
0106/2010	100744	Escola do Escândalo	Fabrica Teatral Produções Artísticas Ltda	6159410800	718.968,00	718.968,00	0,00
0107/2010	0810195	III Montagem – Grupo 3 de Teatro	3 de Teatro Ltda - ME	6159410800	357.820,00	357.820,00	0,00
0108/2010	101071	A Cantora Careca	Forte Filmes Produções Artísticas Ltda	6159410800	352.400,00	352.400,00	0,00
0109/2010	105408	Lição Número 18	Imagem-Tempo Produções Cinematográficas Ltda Me	6159410800	392.500,00	392.500,00	0,00
0110/2010	094291	Crônica da Casa Assassinada	B.F. Produções Ltda	6159410800	500.000,00	500.000,00	0,00
0111/2010	103253	Festa Nacional da Música	VF Promoções e Publicidade Ltda	6159410800	270.000,00	270.000,00	0,00
0114/2010	091794	Os Espectros de Bergman	Mamba Produções Artísticas e Cinematográficas Ltda	6159410800	296.437,89	296.437,89	0,00
0115/2010	097544	Me Salve, Musical!	Sábado Produções Artísticas Ltda	6159410800	246.700,00	246.700,00	0,00
0116/2010	101176	Estilhaços	República Universal das Artes Sociedade Civil Ltda	6159410800	266.800,00	266.800,00	0,00
0117/2010	101388	O Auto da Catingueira	Duo Informação e Cultural Ltda-ME	6159410800	722.017,80	722.017,80	0,00

0118/2010	076902	Aginaldo Timóteo	Luciene Barbosa de Brito ME	6159410800	350.000,00	350.000,00	0,00
0128/2010	086885	Wagner de Castro – Vida em Três Dimensões	Lubélia Alves Pereira	6159410800	155.456,00	155.456,00	0,00
0134/2010	100227	Lembrar Para Não Esquecer – Vigário Geral	Design e Imagem Comunicação Empresarial Ltda	6159410800	150.000,00	150.000,00	0,00
0136/2010	105802	Nos Passos da Dança	Organização Não Governamental Dançar a Vida	6159410800	250.000,00	250.000,00	0,00
0140/2010	102634	5ª Semana dos Direitos Humanos: Iguais na Diferença	Brincante Produções Artísticas Ltda	6159410900	262.000,00	262.000,00	0,00
0141/2010	101515	Vida no Sul	Instituto Cultural Padre Josimo	6159410900	249.375,00	249.375,00	0,00
0142/2010	106258	Natal de Luz	Companhia de Promoções e Eventos KS Ltda	6159410800	100.000,00	100.000,00	0,00
0144/2010	082701	Newman Schutze	Mil Homens Cultura e Arte Ltda	6159410800	192.544,00	192.544,00	0,00
0146/2010	86469	Sarau Elétrico 10 Anos	K.S.B Produções Áudio Visuais Ltda	6159410800	200.000,00	200.000,00	0,00
0147/2010	102198	Oficinas de Indumentárias, Carpintaria, Ferragem, Esculturas e Adereçamento para Jovens e Adolescentes de Cabo Frio	Liga das Escolas de Samba e Blocos Carnavalescos de Cabo Frio	6159410800	300.000,00	300.000,00	0,00
1364/2010	0810750	Apresentação dos Bois Garantido e Caprichoso	Maná Produções, Comunicação e Eventos Ltda	6159410800	300.000,00	300.000,00	0,00
TOTAL					24.983.975,36	24.823.975,36	160.000,00

L) Projetos Esportivos

Nº Contrato	RES.	PROJETO	CONTRATADO	Conta Orçamentária	Valor Patrocínio (R\$)	Liberado (R\$)	A Liberar	Observações
0001/2009	1239/2008	Patrocínio, com exclusividade, das Seleções Brasileiras de Basquete Masculino e Feminino, nas categorias: Adulto, Sub20, Juvenil (17, 18 e 19 anos), e Cadete (15, 16 e 17 anos), bem como a manutenção de “Centros de Basquete Integrados – CBI’s”, a realização de Clínicas Técnicas e Capacitação de Treinadores de Basquete para Categorias de Base, Clínicas de Capacitação para Árbitros e Campeonatos Brasileiros de Base, Cadete e Juvenil	Confederação Brasileira de Basketball - CBB	615.94.1.07.00 Doações e Contribuições Diversas - do Centro Financeiro 10.033, da Divisão PRRE	47.000.000,00	23.000.000,00	24.000.000,00	Período do Projeto (Ciclo Olímpico: 2009/2012) de 05/01/09 a 31/12/2012. Valor inicial do ECP era R\$ 44.000.000,00; mas aumentou para R\$ 47.000.000,00 com o Termo Aditivo ECP-001-A/2010. Sobre o valor total do projeto, incide reajuste contratual.
0048/2009	582/2009	Patrocínio ao Club de Regatas Vasco da Gama nas seguintes modalidades esportivas (Masculina e Feminina) e de Responsabilidade Social: Futebol Profissional e Amador; Remo; Modalidades esportivas Olímpicas e não-Olímpicas;	Club de Regatas Vasco da Gama	615.94.1.07.00 Contribuições Diversas, do Centro de Custos 10.052 da - PRE	56.000.000,00	19.091.286,44	36.908.713,56	Período do projeto: de 14/07/09 a 31/12/2013. Em 2008 foram pagos R\$ 7.000.000,00 ao Vasco. Em 2010 foram pagos em juízo a quantia de R\$ 12.091.286,44. Sobre o valor total do projeto, incide reajuste contratual.

		Esportes						
0061/2009	503/2009	Campeonato Brasileiro de Basquetebol Masculino Adulto, temporada 2009/2010	Liga Nacional de Basquete - LNB	615.94.1.07.00 - Doações e Contribuições Diversas – do Centro Financeiro 10.052 - PRE	1.200.000,00	1.148.898,80	-	Período do Projeto: de 15/06 a 31/12/2010. Foram deduzidos R\$ 51.101,20 referentes a multas e glosas.
0138/2009	704/2009	Revitalização da Fonte Luminosa de Brasília	Companhia Urbanizadora da Nova Capital do Brasil- NOVACAP	615.94.1.07.00 Contribuições Diversas, do Centro de Custos 10.052 da - PRE	8.834.307,28	8.834.307,28	-	Período de 28/08/09 a 31/12/2014. Prestação de Contas encerrada (As contrapartidas serão devidas pela BENEFICIÁRIA até 05(cinco) anos da data de assinatura deste contrato).
0041/2010	618/2010	VI Campeonato Pan Americano de Basquetebol Máster – Eugene, Springfield, Oregon USA	Federação Brasileira de Basquetebol Máster - FBBM	615.94.1.07.00 - Doações e Contribuições Diversas 10.052 - PRE.	250.000,00	250.000,00	-	Projeto Encerrado (Prestação de Contas Finalizada pela PRE)
043/2010	749/2010	Projeto LIIBRA – Basquete de Rua Circuito Nacional 2010	Central Única das Favelas – CUFA	615.94.1.07.00 – Doações Contribuições Diversas	300.000,00	300.000,00	-	Projeto Encerrado (Prestação de Contas Finalizada pela PRE).
0073/2010	1104/2010	Novo Basquete Brasil – Temporada 2010/2011 do Campeonato Brasileiro de Basquetebol Masculino Adulto	Liga Nacional de Basquete - LNB	615.94.1.15.00 - Doações e Contribuições Esportivas – do Centro Financeiro 10.052 - PRE	1.800.000,00	300.000,00	1.500.000,00	Período do Projeto: de 28/10/10 a 31/05/11.
0113/2010	1284/2010	Campeonato Nacional Feminino de Basquete	Confederação Brasileira de Basketball - CBB	615.94.1.15.00 - Doações e Contribuições Esportivas – do Centro Financeiro 10.052 - PRE	500.000,00	500.000,00	-	Projeto incentivado no âmbito do contrato ECP-001/2009.

LI) Projetos Não Incentivados

Nº Contrato / Nº Resolução	PROJETO	CONTRATADO	Conta Orçamentária	Valor Patrocínio (R\$)	Liberado (R\$)	A liberar (R\$)
0002/2010	40ª Corrida de Reis do Distrito Federal	Instituto de Educação, Esporte, Cultura e Artes populares	6159410700	90.010,00	90.010,00	0,00
0005/2010	História Contemporânea de Oliveira	Fundação Casa da Cultura Carlos Chagas	6159410700	100.000,00	56.405,65	43.594,35
0007/2010	Carnaval São Paulo 2010	Liga Independente das Escolas de Samba de São Paulo	6159410700	2.000.000,00	614.628,78	0,00
0008/2010	Pesquisa Histórica, Edição e Produção de Livro Sobre a Advocacia Pública Federal e a Advocacia Geral da União-AGU	Associação Nacional dos Procuradores de Estado	6159410700	775.000,00	110.000,00	665.000,00
0012/2010	Rio Sustentável	Associação Polo Novo Rio Antigo	6159410700	20.760,00	20.760,00	0,00
0016/2010	VI Semana de Cultura e Cidadania Puc Goiás	Sociedade Goiânia de Cultura	6159410700	30.000,00	30.000,00	0,00
0017/2010	1º de Maio Latinoamericano	Mídia Consulte Comunicação Estratégica e Marketing	6159410700	100.000,00	100.000,00	0,00
0018/2010	XV CONAMAT	Associação Nacional dos Magistrados da Justiça do Trabalho	6159410700	200.000,00	195.760,00	0,00
0020/2010	1º de Maio - Dia do Trabalhador	MDPM - Promoções Artísticas Ltda	6159410700	100.000,00	100.000,00	0,00
0021/2010	X Conferência ANPEI de Inovação Tecnológica	Associação Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento das Empresas Inovadoras - ANPEI	6159410700	20.000,00	20.000,00	0,00
0022/2010	II Fórum Brasileiro de Energia	Instituto Venturi para Estudos Ambientais	6159410700	20.000,00	20.000,00	0,00
0025/2010	III Encontro Nacional dos Pequenos Agricultores	Associação Nacional da Agricultura - ANAC	6159410700	74.051,03	62.624,99	0,00
0026/2010	Participação do Brasil na Expo-Xangai 2010	Apex-Brasil	6159410700	495.686,94	495.686,94	0,00
0027/2010	Conferência Internacional e Mostra de Tecnologias Sustentáveis 2010	Instituto Ethos de Empr. e Respons. Social	6159410700	250.000,00	250.000,00	0,00
0029/2010	IAEE's Rio 2010 International Conference	Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis	6159410700	60.000,00	60.000,00	0,00
0030/2010	XXII Fórum Nacional	Instituto Nacional de Altos Estudos - INAE	6159410700	40.000,00	40.000,00	0,00

0031/2010	Campeonato Estadual de Motocross 2010	Federação de Motociclismo do Estado de Rondônia	6159410700	49.200,00	49.200,00	0,00
0032/2010	XI Congresso Brasileiro de Municípios	Mundo Tour Agência de Viagens, Turismo e Eventos Ltda	6159410700	150.000,00	134.187,00	0,00
0033/2010	II Seminário de Direito Ambiental	Associação Nacional dos Peritos Criminais Federais	6159410700	100.000,00	100.000,00	0,00
0034/2010	8º SALIMP - Salão do Livro de Imperatriz	Academia Imperatrizense de Letras	6159410700	100.000,00	100.000,00	0,00
0036/2010	19º Congresso Brasileiro de Arquitetos	Instituto de Arquitetos do Brasil -Deptº de Pernambuco IAB-PE	6159410700	250.000,00	250.000,00	0,00
0037/2010	18ª FENADOCE	Câmara Dirigente Lojista de Pelotas	6159410700	250.000,00	250.000,00	0,00
0039/2010	XII Salão de Artesanato Paraibano	Jussara Cavalcante Andrade - EPP	6159410700	200.000,00	199.020,00	0,00
0042/2010	Simpósio de Meio Ambiente - Matriz Energética do Brasil e Desenvolvimento Sustentável no Século XXI	Abrampa	6159410700	99.810,00	97.500,00	0,00
0043/2010	VII Feira da Agricultura Familiar e Reforma Agrária	Instituto Latinoamerica para o Desenv. da Educação, Arte e Cultura	6159410700	100.000,00	51.400,00	0,00
0044/2010	7º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética e ExpoEficiência Energética 2010	Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia - ABESCO	6159410700	60.000,00	60.000,00	0,00
0048/2010	II Congresso Brasileiro das Carreiras Jurídicas de Estado	Arana Planejamento e Organiz. De Eventos	6159410700	300.000,00	267.449,00	0,00
0052/2010	2º Congresso Estadual do Movimento Nacional dos Catadores de Materiais Recicláveis	Instituto Brasileiro de Inovações em Saúde Social - IBISS	6159410700	100.000,00	100.000,00	0,00
0053/2010	Projeto Imagem 2010	Apex-Brasil	6159410700	499.970,00	65.998,60	433.971,40
0054/2010	Oficina de Trabalho sobre Eficiência Energética	Associação para o Desenvolvimento da Ciência e Tecnologia	6159410700	20.000,00	20.000,00	0,00
0055/2010	Circuito das Estações Rio de Janeiro - Etapas Inverno e Primavera	FTTX Participações Ltda	6159410700	200.000,00	199.990,00	0,00
0057/2010	25ª Expoagro	Asrolim	6159410700	100.000,00	100.000,00	0,00
0058/2010	XI Encontro Latino-Americano de Líderes	Confederação Latino Americana de Comércio Lojista	6159410700	100.000,00	100.000,00	0,00
0059/2010	11º Energy Summit	IIR Informa Seminários Ltda	6159410700	50.000,00	50.000,00	0,00

0060/2010	II Congresso de Urologia do DF e II Jornada de Enfermagem em Urologia do DF	Sociedade Brasileira de Urologia	6159410700	35.000,00	35.000,00	0,00
0061/2010	Companhia Barrica do Maranhão na Expo Xangai 2010	Grupo de Agentes Culturais Barrica e Bicho Terra	6159410700	29.397,97	29.397,97	0,00
0063/2010	ABINEE TEC Minas Gerais 2010	Ass.Bras. Da Ind. Elétrica e Eletrônica	6159410700	17.000,00	9.268,28	7.731,72
0064/2010	XIV Mostra PUC-Rio	Faculdades Católicas	6159410700	36.000,00	36.000,00	0,00
0067/2010	CONEM 2010	Ass. Técnico-científica Ernesto Luiz de Oliveira Junior - ATECEL	6159410700	100.000,00	10.000,00	90.000,00
0068/2010	Seminário Internacional sobre Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica	A&C Eventos e Promoções Ltda	6159410700	80.000,00	80.000,00	0,00
0069/2010	Brasília 50 Anos de Música e Arte	CEU - Centro de Est. Universais (Fênix Brasil)	6159410700	300.000,00	298.920,00	0,00
0074/2010	V Seminário Internacional de Integração De Energia Elétrica	Fundação Universitária José Bonifácio	6159410700	59.250,00	0,00	59.250,00
0075/2010	Seminário Internacional de Planejamento Urbano, Arborização e Sistemas Elétricos - SIPASE	Fundação COGE	6159410700	54.953,72	51.773,06	3.180,66
0076/2010	Simpósio Internacional de Arquitetura e Construção Sustentável - SIACS 2010	VJ Marketing Institucional Ltda-ME	6159410700	50.000,00	48.233,84	0,00
0077/2010	Brazil WindPower 2010 Conference and Exhibition	CTEE - Centro de Treinamento e Estudos em Energia Ltda	6159410700	79.443,35	3.380,00	79.443,35
0078/2010	2º SENÁGUA - Seminário Nacional Água e Desenvolvimento	BRASC - Instituto Brasileiro de Santa Catarina	6159410700	50.000,00	50.000,00	0,00
0079/2010	21º Congresso APIMEC	Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais Minas Gerais	6159410700	35.000,00	35.000,00	0,00
0084/2010	Implantação do Centro Cultural da Justiça Eleitoral do Pará	Associação dos Magistrados do Estado do Pará - AMEPA	6159410700	100.000,00	100.000,00	0,00
0085/2010	3º Simpósio Iberoamericano de Engenharia de Resíduos e 2º Seminário Sobre Resíduos Sólidos da Região Nordeste	Associação Brasileira de Engenharia Sanitária e Ambiental - ABES	6159410700	40.000,00	40.000,00	0,00
0090/2010	XI Congresso Nacional dos Procuradores Federais - CONPAF	Assoc. Nacional dos Procuradores Federais - ANPAF	6159410700	100.000,00	99.990,00	0,00
0093/2010	VII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético	Sociedade Brasileira de Planejamento Energético	6159410700	30.000,00	20.828,52	0,00
0096/2010	Encontro Regional da PRFN - 2ª Região	Assefaz	6159410700	69.683,20	69.214,00	0,00

0097/2010	XXXII Jornada Giulio Massarani de Iniciação Científica, Artística e Cultural	Fundação Coordenação de Projetos, Pesquisas e Estudos Tecnológicos - COPPETEC	6159410700	79.985,00	79.985,00	0,00
0098/2010	XVIII Congresso Brasileiro de Automática	Fundação de Ensino Pesquisa e Extensão de Ilha Solteira - FEPISA	6159410700	20.000,00	20.000,00	0,00
0099/2010	III Encontro Nacional de Atenção à Saúde do Servidor e II Fórum de Saúde Mental na Administração Pública Federal.	AGENDA Organização e Promoção de Eventos Ltda	6159410700	100.000,00	82.986,31	0,00
0112/2010	VIII Seminário Internacional de Sustentabilidade	H. J. Jornais E Revistas de Turismo Ltda ME	6159410700	50.000,00	50.000,00	0,00
0119/2010	Feira de Subcontratação e Inovação Industrial MERCOPAR	SEBRAE-RS	6159410700	55.280,00	0,00	55.280,00
0120/2010	XIII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído – ENTAC 2010	Associação Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído – ANTAC	6159410700	50.000,00	50.000,00	0,00
0121/2010	II Festival Choro Jazz Jericoacoara	Capucho Produções Ltda	6159410700	200.000,00	198.152,50	0,00
0122/2010	VII Seminário de Secretárias e Assistentes do Setor Energético	Anete Giusti & Associados Ltda	6159410700	15.000,00	15.000,00	0,00
0123/2010	Exponorma 2010	Associação Brasileira de Normas Técnicas	6159410700	30.000,00	28.487,35	0,00
0124/2010	III Simpósio Brasileiro de Construção Sustentável	Conselho Brasileiro de Construção Sustentável	6159410700	30.000,00	29.240,00	760,00
0125/2010	Vô Pro Parque	Instituto de Educação, Esporte, Cultura e Artes Populares – IECAP	6159410700	99.910,00	99.910,00	0,00
0126/2010	X Colóquio Anual de Engenharia Química	Fundação Coordenação de Projetos, Pesquisas e Estudos Tecnológicos – COPPETEC	6159410700	10.000,00	10.000,00	0,00
0127/2010	IV Congresso Ibero Americano	Rede Latino Americana de Juízes - Redlaj	6159410700	50.000,00	49.530,74	0,00
0129/2010	Seminário Técnico sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia – 2019 / Impacto no Desenvolvimento do Nordeste	POLICONSULT – Associação Politécnica de Consultoria	6159410700	30.000,00	0,00	30.000,00
0130/2010	IX Congresso Nacional de Defensores Públicos	Associação dos Defensores Públicos de Mato Grosso do Sul	6159410700	50.000,00	50.000,00	0,00
0131/2010	VI Semana de Valorização da Pessoa com Deficiência	Atual Consultoria Ltda	6159410700	300.000,00	300.000,00	0,00
0133/2010	XI Encontro Nacional dos Advogados da União e VII Seminário de Advocacia de Estado (ENAU- 2010)	Associação Nacional dos Advogados da União – ANAUNI	6159410700	76.528,88	68.175,00	0,00

0135/2010	7º Cultivando Água Boa	Celebra Administração de Eventos Ltda	6159410700	400.000,00	400.000,00	0,00
0137/2010	IEEE/PES 2010 Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America São Paulo	Instituto dos Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos	6159410700	200.000,00	200.000,00	0,00
0138/2010	Espaço Brasil COP 16	Instituto Latinoamerica para o Desenvolvimento da Educação, Arte Ciência e Cultura	6159410700	150.000,00	150.000,00	0,00
0139/2010	AQUAPESCABRASIL – Feira Internacional da Pesca e Aquicultura	UP Trend Promoções e Eventos Ltda	6159410700	70.000,00	70.000,00	0,00
0123/2010	Exponorma 2010	Associação Brasileira de Normas Técnicas	6159410700	30.000,00	28.487,35	0,00
0124/2010	III Simpósio Brasileiro de Construção Sustentável	Conselho Brasileiro de Construção Sustentável	6159410700	30.000,00	29.240,00	760,00
0125/2010	Vô Pro Parque	Instituto de Educação, Esporte, Cultura e Artes Populares – IECAP	6159410700	99.910,00	99.910,00	0,00
0126/2010	X Colóquio Anual de Engenharia Química	Fundação Coordenação de Projetos, Pesquisas e Estudos Tecnológicos – COPPETEC	6159410700	10.000,00	10.000,00	0,00
0127/2010	IV Congresso Ibero Americano	Rede Latino Americana de Juizes - Redlaj	6159410700	50.000,00	49.530,74	0,00
0129/2010	Seminário Técnico sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia – 2019 / Impacto no Desenvolvimento do Nordeste	POLICONSULT – Associação Politécnica de Consultoria	6159410700	30.000,00	0,00	30.000,00
0130/2010	IX Congresso Nacional de Defensores Públicos	Associação dos Defensores Públicos de Mato Grosso do Sul	6159410700	50.000,00	50.000,00	0,00
0131/2010	VI Semana de Valorização da Pessoa com Deficiência	Atual Consultoria Ltda	6159410700	300.000,00	300.000,00	0,00
0133/2010	XI Encontro Nacional dos Advogados da União e VII Seminário de Advocacia de Estado (ENAU- 2010)	Associação Nacional dos Advogados da União – ANAUNI	6159410700	76.528,88	68.175,00	0,00
0135/2010	7º Cultivando Água Boa	Celebra Administração de Eventos Ltda	6159410700	400.000,00	400.000,00	0,00
0137/2010	IEEE/PES 2010 Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America São Paulo	Instituto dos Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos	6159410700	200.000,00	200.000,00	0,00
0138/2010	Espaço Brasil COP 16	Instituto Latinoamerica para o Desenvolvimento da Educação, Arte Ciência e Cultura	6159410700	150.000,00	150.000,00	0,00

0139/2010	AQUAPESCABRASIL – Feira Internacional da Pesca e Aquicultura	UP Trend Promoções e Eventos Ltda	6159410700	70.000,00	70.000,00	0,00
0143/2010	Esporte para Inclusão: Apoio ao Basquetebol em Cadeira de Rodas	Instituto Cultural, Educacional e Profissionalizante de Pessoas com Deficiência do Brasil - ICEP	6159411100	200.000,00	200.000,00	0,00
0145/2010	Reviravolta Expocatadores 2010	Associação Nacional de Carroceiros e Catadores de Materiais Recicláveis – ANCAT	6159410700	100.000,00	100.000,00	0,00
082/2010	International Nuclear Atlantic Conference - INAC 2009	Associação Brasileira de Energia Nuclear	6159410700	200.000,00	200.000,00	0,00
083/2010	VI CIERTEC - Seminário Internacional sobre Smart Grid em Sistema da Distribuição e Transmissão de Energia Elétrica	Ética Promoção de Eventos Ltda	6159410700	50.000,00	50.000,00	0,00
136/2010	Congresso Brasileiro das Carreiras Jurídicas de Estado	Aplauso Organização de Eventos Ltda	6159410700	200.000,00	200.000,00	0,00
137/2010	10º Energy Summit	IIR Informa Seminários Ltda	6159410700	70.000,00	70.000,00	0,00
255/2010	Energycon - 2º Congresso de Direito de Energia	IMP - Instituto dos Magistrados de Pernambuco	6159410700	86.800,61	86.800,61	0,00
276/2010	XXVI Encontro Nacional dos Juízes Federais do Brasil	Associação dos Juízes Federais do Brasil	6159410700	100.000,00	100.000,00	0,00
508/2010	I Fórum Regional de Desenvolvimento Econômico e Sócio-Ambiental da Transamazônica e Xingu	Associação Comercial Industrial Agro Pastoral de Altamira	6159410700	70.000,00	70.000,00	0,00
677/2010	XI ENCOB - Encontro Nacional de Comitês de Bacias Hidrográficas	Associação Sindical dos Servidores Estaduais do Meio Ambiente	6159410700	120.000,00	120.000,00	0,00
678/2010	III Festival de Integração Multicultural Catarinense - FIMC	Instituto Sustentar	6159410700	200.000,00	200.000,00	0,00
869/2010	Seminário Internacional de Eficiência Energética	Comitê Brasileiro do Conselho Mundial de Energia	6159410700	110.084,16	110.084,16	0,00
TOTAL				11.943.804,86	8.935.978,30	1.468.211,48

2. Demonstrativo da remuneração paga aos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal

Quadro C.12.1 - Remuneração dos Conselhos de Administração e Fiscal

Conselho de Administração															
Nome do Conselheiro(a)	Período		Remuneração												
	Início	Fim	jan	fev	mar	abr	mai	jun	Jul	ago	set	ou	nov	dez	Total
JOSÉ ANTONIO MUNIZ LOPES	4/3/2008	24/2/2011	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.850,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	7.350,00	47.250,00
ARLINDO MAGNO DE OLIVEIRA	30/4/2007	-	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	7.350,00	47.075,00
ERENICE ALVES GUERRA	30/4/2010	21/9/2010	0,00	0,00	0,00	0,00	3.797,50	3.675,00	3.675,00	3.675,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14.822,50
JOSE ANTONIO CORREA COIMBRA	30/4/2008	-	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	7.350,00	47.075,00
LINDEMBERG DE LIMA BEZERRA	29/5/2009	-	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.850,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	7.350,00	47.250,00
LUIZ SOARES DULCI	16/7/2007	-	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	7.350,00	47.075,00
MARCIO PEREIRA ZIMMERMANN	13/2/2008	-	3.500,00	3.500,00	3.500,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10.500,00
MIRIAM BELCHIOR	28/4/2005	30/4/2010	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14.000,00
VIRGINIA PARENTE DE BARROS	7/8/2009	-	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.850,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	7.350,00	47.250,00
WAGNER BITTENCOURT DE OLIVEIRA*	30/4/2008	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

* O Conselheiro não recebe honorários.

Conselho Fiscal															
Nome do Conselheiro(a) (T/S)	Período		Remuneração												
	Início	Fim	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	ou	nov	dez	Total
ANA LUCIA DE P LORENA FREITAS (T)	30/4/2008	-	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.850,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	7.350,00	47.250,00
CHARLES CARVALHO GUEDES (T)	30/4/2010	-	0,00	0,00	0,00	0,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	6.125,00	31.850,00
DANILO DE JESUS VIEIRA FURTADO (T)	1/10/2008	-	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.850,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	7.350,00	47.250,00
EDISON FREITAS DE OLIVEIRA (T)	25/4/2006	-	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.850,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	3.675,00	7.350,00	47.250,00
HAILTON MADUREIRA DE ALMEIDA (T)	25/4/2006	30/4/2010	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14.000,00

Quadro C.12.2 - Síntese da remuneração dos administradores

Identificação do Órgão			
Órgão: Diretoria Estatutária			
Remuneração dos Administradores	EXERCÍCIO		
	2008	2009	2010
Número de membros:	6	6	6
I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)	2.635.474,47	3.043.355,89	3.802.024,89
a) salário ou pró-labore	1.838.536,95	2.331.138,72	2.765.303,82
b) benefícios diretos e indiretos	115.082,50	148.263,63	200.155,96
c) remuneração por participação em comitês	0,00	0,00	0,00
d) outros	681.855,02	563.953,54	836.565,11
II – Remuneração variável (e+f+g+h+i)	188.762,94	242.244,72	444.800,44
a) bonus	0,00	0,00	0,00
b) participação nos resultados	188.762,94	242.244,72	444.800,44
c) remuneração por participação em reuniões	0,00	0,00	0,00
d) comissões	0,00	0,00	0,00
e) outros	0,00	0,00	0,00
III – Total da Remuneração (I + II)	2.824.237,41	3.285.600,61	4.246.825,33
IV – Benefícios pós-emprego	0,00	0,00	0,00
V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	0,00	0,00	0,00
VI – Remuneração baseada em ações	0,00	0,00	0,00

Quadro C.12.3 - Detalhamento de itens da remuneração variável dos administradores

<i>Identificação do Órgão</i>			
<i>Órgão: Diretoria Estatutária</i>			
<i>Reconhecimento de Bônus e Participação de Resultados</i>	<i>EXERCÍCIO</i>		
	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>
<i>I – Bônus (a+b+c+d)</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>a) valor mínimo previsto no plano de remuneração</i>	-	-	-
<i>b) valor máximo previsto no plano de remuneração</i>	-	-	-
<i>c) valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas</i>	-	-	-
<i>d) valor efetivamente reconhecido no resultado</i>	-	-	-
<i>II – Participação no Resultado (e+f+g+h)</i>	<i>188.762,94</i>	<i>242.244,72</i>	<i>444.800,44</i>
<i>e) valor mínimo previsto no plano de remuneração</i>	-	-	-
<i>f) valor máximo previsto no plano de remuneração</i>	-	-	-
<i>g) valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas</i>	-	-	-
<i>h) valor efetivamente reconhecido no resultado</i>	<i>188.762,94</i>	<i>242.244,72</i>	<i>444.800,44</i>
<i>III – Total (I + II)</i>	<i>188.762,94</i>	<i>242.244,72</i>	<i>444.800,44</i>

CEPEL

Conforme declaração anexa, informamos que os membros dos Conselhos Deliberativo e Fiscal, arrolados no Rol de Responsáveis, não são remunerados pelo CEPEL.

Em relação à remuneração dos Diretores, informamos que nossos Diretores fazem parte do nosso quadro de empregados e não se licenciam para exercer o cargo Diretivo. Logo suas remunerações fazem parte do quadro da remuneração dos empregados de carreira do Centro.

4. Informações sobre Previdência Complementar Patrocinada

ELETROBRAS

a) **Nome:** Eletros;

b) **Razão Social:** Fundação Eletrobrás de Seguridade Social – ELETROS;

c) **CNPJ:** 34.268.789/0001-88.

d) **Quanto ao Demonstrativo anual:**

1) **Valor Total da Folha de Pagamento dos Empregados Participantes**

LII) Folha de Pagamentos dos Empregados

Patrocinadora Eletrobras			
Mês/Ano	Plano BD	Plano CD	Total
jan/10	1.718.698,00	6.248.046,78	7.966.744,78
fev/10	1.630.844,57	7.370.190,76	9.001.035,33
mar/10	1.504.739,49	6.679.605,51	8.184.345,00
abr/10	1.520.849,64	6.363.829,79	7.884.679,43
mai/10	1.600.976,06	6.301.761,39	7.902.737,45
jun/10	1.548.388,32	6.665.879,83	8.214.268,15
jul/10	1.687.028,08	6.537.219,20	8.224.247,28
ago/10	1.607.233,32	8.454.555,99	10.061.789,31
set/10	1.709.216,32	7.036.183,06	8.745.399,38
out/10	1.701.147,05	8.195.019,85	9.896.166,90
nov/10	1.710.854,49	7.675.754,63	9.386.609,12
dez/10	1.680.318,90	7.539.143,99	9.219.462,89
13° sal/10	1.727.233,51	7.339.763,98	9.066.997,49
Total	21.347.527,75	92.406.954,76	113.754.482,51

3) Valor Total das Contribuições pagas pelos Empregados Participantes/Patrocinadora – 2010 (BD)

LIII) Contribuições Pagas pelos Empregados - 2010 (BD)

Mês	Contribuição Patrocinadora	Contribuição Participantes	Sobrecarga Patrocinadora	Sobrecarga Participantes	Jóia	Total
	31.11.01.01.01/ 31.16.01.01.01.01	31.13.01.0.01.01/ 31.16.01.02.01.01	31.11.01.02.01/ 31.16.01.01.02.01	31.13.01.0.03.01/ 31.16.01.02.02.01	31.13.01.01.05.01	
Jan	245.283,79	296.208,44	7.586,10	9.161,09	1.694,64	559.934,06
Fev	227.961,01	238.817,49	7.050,34	7.386,10	981,87	482.196,81
Mar	198.961,96	212.876,47	6.153,46	6.583,81	726,73	425.302,43
Abr	201.637,58	201.637,58	6.236,22	6.236,22	726,73	416.474,33
Mai	281.269,49	218.526,13	8.699,05	6.758,54	904,80	516.158,01
Jun	207.117,14	207.117,14	6.405,69	6.405,69	758,84	427.804,50
Jul	268.953,63	268.953,46	8.318,14	8.318,14	824,77	555.368,14
Ago	218.900,73	219.072,34	6.770,13	6.775,44	948,64	452.467,28
Set	305.637,82	305.054,49	9.434,69	9.434,69	1.838,78	631.400,47
Out	245.312,88	272.028,09	7.587,00	8.413,24	809,77	534.150,98
Nov	243.221,60	244.229,77	7.522,32	7.553,51	1.498,14	504.025,34
Dez e 13º sal	252.308,29	252.891,79	7.821,38	7.821,40	14,35	520.857,21
Total	2.896.565,92	2.937.413,19	89.584,52	90.847,87	11.728,06	6.026.139,56

2 e 3) Valor Total das Contribuições pagas pelos Empregados Participantes/Patrocinadora – 2010 (CD)

LIV) Contribuições Pagas pelo Empregados - 2010 (CD)

Mês	Contribuição Patrocinadora	Contribuição Participantes	Sobrecarga Patrocinadora	Sobrecarga Participantes	Contrib. Adicional Participantes	Sobrec. Adicional Participantes	Total
	31.11.01.01.01/ 31.16.01.01.01.01	31.13.01.01.01.01/ 31.16.01.02.01.01	31.11.01.02.01/ 31.16.01.01.02.01	31.13.01.01.03.01/ 31.16.01.02.02.01	31.13.01.01.02.01	31.13.0101.04.01	
Jan	0,00	7.919,72	0,00	244,93	0,00	0,00	8.164,65
Fev	763.796,11	768.458,99	23.622,56	23.766,77	5.408,15	167,26	1.585.219,84
Mar	675.803,58	670.844,95	20.901,36	20.748,00	4.244,82	131,26	1.392.673,97
Abr	627.246,07	627.099,06	19.399,48	19.394,93	4.252,31	131,51	1.297.523,36
Mai	648.772,11	648.772,11	20.065,29	20.065,31	4.506,91	139,37	1.342.321,10
Jun	682.644,63	682.644,63	21.112,66	21.112,66	6.059,92	187,41	1.413.761,91
Jul	659.986,06	659.986,06	20.411,95	20.411,95	5.672,10	175,43	1.366.643,55
Ago	917.554,08	917.554,08	28.377,97	28.377,97	6.349,34	196,39	1.898.409,83
Set	745.990,20	723.846,13	23.071,81	22.386,95	5.942,21	183,78	1.521.421,08
Out	882.401,21	906.230,78	27.290,62	28.027,63	5.665,52	175,23	1.849.790,99
Nov	805.623,26	812.033,02	24.916,33	25.114,57	5.670,40	175,39	1.673.532,97
Dez e 13° sal	1.543.066,02	1.542.821,25	47.723,86	47.716,30	11.290,27	349,19	3.192.966,89
Total	8.952.883,33	8.968.210,78	276.893,89	277.367,97	65.061,95	2.012,22	18.542.430,14

5) Valor total de outros recursos repassados pela patrocinadora – 2010

LV) Outros Recursos Repassados - 2010

Mês	Convênio c/INSS	Convênio c/Eletros Saúde	Renda Mínima Global	Fatura Encontro de Contas	Total
	ECV-073/05	ECV-249-B/09 - ECV-249-C/10	RES. DEE-879/89	RES.DEE-737/88 e 409/93	
Jan	65.000,00	147.467,69	122.430,14	31.249,81	366.147,64
Fev	65.000,00	147.467,69	135.192,04	40.642,83	388.302,56
Mar	65.000,00	147.467,69	144.783,26	35.966,99	393.217,94
Abr	65.000,00	147.467,69	157.924,75	35.222,49	405.614,93
Mai	65.000,00	147.467,69	165.730,58	35.850,42	414.048,69
Jun	65.000,00	147.467,69	169.515,24	35.850,36	417.833,29
Jul	65.000,00	147.467,69	151.428,87	36.708,11	400.604,67
Ago	65.000,00	147.467,69	148.926,14	36.204,16	397.597,99
Set	65.000,00	147.467,69	147.740,59	36.317,17	396.525,45
Out	65.000,00	147.467,69	157.331,49	15.624,54	385.423,72
Nov	65.000,00	147.467,69	166.386,22	36.385,38	415.239,29
Dez e 13° sal	65.000,00	153.490,95	377.149,77	68.954,98	664.595,70
Total	780.000,00	1.775.635,54	2.044.539,09	444.977,24	5.045.151,87

5) Discriminação da Razão ou Motivo do Repasse de Recursos que não sejam Contribuições

Na Tabela anterior:

- Convênio c/INSS-073/05 – A Eletros, na qualidade de interveniente executora, relativo ao processamento de benefícios previdenciários e acidentários concedidos aos seus empregados e aos seus respectivos dependentes beneficiários;
- Convênio com Eletros-Saúde ECV-249-A/08 – A Eletros visando a administração e supervisão de serviços relativos à assistência saúde prestada pela Eletrobras aos seus empregados e dependentes;
- Renda Mínima Global – Resolução DEE – Eletrobras 879/89, de 07/11/89 e Memo PRG-146/91 de 19/12/91.
- Fatura de Encontro de Contas – Resolução DEE – Eletrobras 737/88 de 20/12/88 e Resolução 409/93 de 05/11/93.

CEPEL

LVI) Demonstrativo Previdenciário do Cepel

FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS - CNPJ nº 34.268.789/0001-88	
Demonstrativo Anual: 2010	
1. Valor total da Folha de pagamento dos empregados participantes:	59.844.070,33
2. Valor total das contribuições pagas pelos empregados participantes:	6.665.983,03
3. Valor total das contribuições pagas pela patrocinadora:	6.665.983,03
4. Valor total de outros recursos repassados pela patrocinadora:	2.630.723,70
5. Discriminação da razão ou motivo do repasse de recursos que não sejam contribuições:	Taxa de Administração e Seguro de Vida parte da Patrocinadora.

Os itens 6, 7, 8 “e”, “f” e “g” relacionados abaixo referem-se ao desempenho da Fundação Eletros sendo, portanto comuns à Eletrobras e ao Cepel.

6) Valor total por tipo de aplicação e respectiva fundamentação legal:

Conforme Relatórios de Renda Fixa (**anexo III**), de Renda Variável (**anexo IV**), Imóveis e Taxas dos Empréstimos (**anexo V**), de Enquadramento de investimentos (**anexo VI**), nos quais são demonstrados os Recursos Garantidores que compunham a carteira da ELETROS em 31/12/2010, relativamente aos Planos BD e CD Eletrobrás, bem como o enquadramento legal dos mesmos, de acordo com o previsto no art. 9º., parágrafo 1º da Lei Complementar 109/01, regulamentado através da Resolução CMN 3.792/2009, que revogou as Resoluções 3.456/2007, 3.558/2008 e 3.652/2008.

Esta Resolução dispõe sobre as diretrizes de aplicação dos recursos garantidores dos planos de benefícios administrados pelas entidades fechadas de previdência complementar e estabelece limites máximos de aplicação em cada segmento e vedações.

Ressaltamos que estes demonstrativos englobam os recursos dos citados Planos em sua totalidade, compostos também por Cepel e ELETROS.

7) Manifestação da Secretaria de Previdência Complementar:

Informamos que, de acordo com a legislação vigente, que dispõem que a entidade fechada de previdência complementar deve enviar à Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC, na forma estabelecida, até o dia 31 de março do exercício subsequente, as Demonstrações Contábeis Consolidadas do exercício juntamente com os Pareceres de envio obrigatório já submetidos aos Órgãos de Administração e Fiscalização da ELETROS, motivo por que ainda não possuímos a Manifestação da SPC respectiva, que acreditamos fora derrogada.

8) Avaliação da Política de Investimentos da Entidade Fechada de Previdência Complementar, evidenciando o retorno das aplicações, bem como sua conformidade com a Resolução 3.792/2009 do Conselho Monetário Nacional:

Anexamos a Política de Investimentos consolidada para o exercício de 2010, aprovada pelo Conselho Deliberativo (vide fls. 8 a 26 referente aos Planos BD e CD Eletrobrás, consoante a Resolução 3.792/2009 e demonstrativo evidenciando a rentabilidade dos investimentos realizados nestes Planos, em consonância a essa Resolução.

Da mesma forma que informamos no item d.6 acima, ressaltamos que a Política de Investimentos para os Planos BD e CD Eletrobras englobam os recursos dos citados Planos em sua totalidade, compostos também por Cepel e ELETROS.

e) Conclusões contidas no Parecer da Auditoria Independente:

Anexamos o Relatório da Auditoria Independente sobre as Demonstrações Contábeis de 2010, contemplando a parte previdenciária e o Plano de Assistência à Saúde operado pela ELETROS, Eletros-Saúde.

f) Conclusões do Último Estudo Atuarial

Seguem os Demonstrativos dos Resultados da Avaliação Atuarial - DRAAs dos Planos BD (Plano Complementar à Previdência Social) e CD Eletrobrás referentes ao exercício de 2010 e respectivos Pareceres Atuariais.

Ressaltamos que estes demonstrativos de avaliação atuarial versam sobre os citados Planos em sua totalidade, compostos também por Cepel e ELETROS.

II) Informações sobre as ações de fiscalização empreendidas no exercício com base no disposto no art. 25 da Lei Complementar nº 108/2001, demonstrando tipo de fiscalização efetuada, a data em que ocorreu, as principais constatações e as providências adotadas para sanar as irregularidades verificadas:

Exercida através de Auditorias Internas periódicas, promovidas pela Patrocinadora Instituidora através do Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna, com base numa avaliação de risco calculada pela própria Patrocinadora Instituidora. Durante o exercício de 2010 foi executada Auditoria da Eletrobras na concessão de empréstimos financeiros relativos aos Planos BD e CD Eletrobrás, conforme Relatório de Auditoria nº 23/2010, remetido à ELETROS através da Carta CTA-CAA-149, de 06/12/2010, através dos quais não foram observadas não-conformidades.

José da Costa Carvalho Neto
Presidente da Eletrobras



ANEXOS

RELAÇÃO DE ANEXOS DO RELATÓRIO DE GESTÃO

Anexos	Volume/pág.
1. Demonstrações Contábeis - Eletrobras	V. 2, pág. 284
2. Notas Explicativas - Eletrobras	V. 2, pág. 292
3. Parecer da Auditoria Independente – Eletrobras	V. 3, pág. 528
4. Demonstrações Contábeis – Cepel	V. 4, pág. 535
5. Parecer da Auditoria Independente – Cepel	V. 4, pág. 558
6. Carteira de Renda Fixa – Eletros	V. 4, pág. 561
7. Carteira de Renda Variável – Eletros	V. 4, pág. 563
8. Carteira Imobiliária – Eletros	V. 4, pág. 565
9. Relatório de Enquadramento – Eletros	V. 4, pág. 567
10. Rentabilidade de Investimentos – Eletros	V. 4, pág. 569
11. Parecer da Auditoria Independente e Demonstrações – Eletros	V. 4, pág. 571
12. Demonstrativo dos Resultados da Avaliação Atuarial BD	V. 4, pág. 635
13. Demonstrativo dos Resultados da Avaliação Atuarial CD	V. 4, pág. 643
14. Relatório de Auditoria Interna - Eletros Empréstimos	V. 4, pág. 652
15. Demonstrativo de Glosas – Contrato ECE-411/2008	V. 4, pág. 667
16. Informações Sobre Rivera	V. 4, pág. 669
17. Declaração SIASG - Eletrobras	V. 4, pág. 678

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A - ELETROBRAS
BALANÇO PATRIMONIAL DOS PERÍODOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010, 2009 E 01 DE JANEIRO DE 2009
(em milhares de Reais)

ATIVO	NOTA	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
		31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
CIRCULANTE							
Caixa e equivalente de caixa	7	5.598.702	5.576.540	2.731.239	9.220.169	8.617.294	5.527.468
Caixa restrito		2.058.218	1.341.719	734.386	2.058.218	1.341.719	734.386
Títulos e valores mobiliários	8	5.811.767	6.919.179	6.638.802	6.774.073	7.662.640	7.439.509
Contas a receber	9	428.633	84.665	39.531	4.016.006	3.102.079	3.118.394
Ativo financeiro de contratos de concessão	18	-	-	-	726.507	715.720	522.851
Ativo financeiro de Itaipu	19	413.423	267.408	388.414	997.015	854.656	1.100.155
Financiamentos e empréstimos	10	2.644.139	3.539.436	2.697.114	1.359.269	1.926.193	1.499.420
Conta de Consumo de Combustível		1.428.256	375.558	573.993	3.041.484	877.833	550.894
Remuneração de participações societárias	11	684.073	567.821	512.397	178.604	78.726	61.951
Tributos a recuperar	12	1.370.133	1.081.667	146.107	1.825.905	1.326.933	509.883
Direito de ressarcimento	13	-	-	-	324.451	221.519	527.809
Devedores diversos		173.255	382.315	171.165	478.367	602.731	373.070
Almoxarifado		607	1.960	1.879	676.609	675.104	595.911
Despesas pagas antecipadamente		-	-	-	40.418	58.765	45.278
Instrumentos financeiros		-	-	-	283.220	227.540	52.640
Outros		228.149	121.141	80.882	805.632	511.773	362.944
		<u>20.839.355</u>	<u>20.259.409</u>	<u>14.715.909</u>	<u>32.805.946</u>	<u>28.801.225</u>	<u>23.022.563</u>
NÃO CIRCULANTE							
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO							
Financiamentos e empréstimos	10	22.117.783	25.177.898	39.537.157	8.300.171	9.839.828	13.405.178
Contas a receber	9	-	-	-	1.470.216	1.431.080	1.874.062
Títulos e valores mobiliários	8	761.750	682.624	613.374	769.905	687.188	618.473
Estoque de combustível nuclear	14	-	-	-	799.556	755.434	720.294
Ativo financeiro de contratos de concessão	18	-	-	-	24.995.626	22.352.102	20.821.244
Ativo financeiro de Itaipu	19	824.574	874.420	2.061.683	15.648.086	16.744.837	24.119.962
Ativos fiscais diferidos	12	1.835.272	1.892.008	1.348.168	4.338.682	4.493.223	3.450.717
Cauções e depósitos vinculados		562.665	489.890	407.304	1.750.678	1.521.317	991.957
Conta de Consumo de Combustível		785.327	1.074.402	572.279	1.156.926	1.173.580	572.279
Instrumentos financeiros		-	-	-	297.020	228.020	40.050
Outros		199.908	141.992	73.517	889.930	766.145	1.012.243
		<u>27.087.279</u>	<u>30.333.234</u>	<u>44.613.482</u>	<u>60.416.796</u>	<u>59.992.755</u>	<u>67.626.458</u>
Adiantamentos para participação societária	15	5.548.884	11.784.618	2.078.679	7.141	4.001	4.027
		<u>32.636.163</u>	<u>42.117.852</u>	<u>46.692.161</u>	<u>60.423.937</u>	<u>59.996.756</u>	<u>67.630.485</u>
INVESTIMENTOS	16	52.035.980	42.681.197	40.400.426	4.724.647	5.288.107	5.043.144
IMOBILIZADO	17	101.848	30.899	25.494	46.682.498	41.597.605	36.495.658
INTANGÍVEL	20	-	-	-	932.509	991.879	1.328.055
Contratos de concessão		-	-	-	932.509	991.879	1.328.055
Outros		50.003	51.855	53.706	1.331.463	1.032.804	786.539
		<u>52.187.831</u>	<u>42.763.951</u>	<u>40.479.626</u>	<u>53.671.117</u>	<u>48.910.395</u>	<u>43.653.396</u>
TOTAL DO ATIVO		<u>105.663.349</u>	<u>105.141.213</u>	<u>101.887.696</u>	<u>146.901.000</u>	<u>137.708.376</u>	<u>134.306.444</u>

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETRÓBRAS
BALANÇO PATRIMONIAL DOS PERÍODOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010, 2009 E 01 DE JANEIRO DE 2009
(em milhares de Reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	NOTA	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
		31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
CIRCULANTE							
Financiamentos e empréstimos	24	275.908	230.045	192.181	1.868.465	1.115.275	1.135.497
Empréstimo compulsório	25	16.191	12.941	85.205	16.925	13.675	85.946
Fornecedores	22	365.965	307.009	230.362	5.165.765	3.079.614	2.504.293
Adiantamento de clientes	23	302.100	24.108	15.381	341.462	63.400	53.159
Tributos e contribuições sociais	27	76.680	15.967	91.608	1.102.672	963.965	810.536
Conta de Consumo de Combustível	26	2.579.546	923.535	649.341	2.579.546	923.535	667.626
Remuneração aos acionistas	29	3.340.024	3.155.767	1.656.386	3.424.520	3.214.450	1.687.448
Créditos do Tesouro Nacional	30	92.770	76.036	72.236	92.770	76.036	72.236
Obrigações estimadas		28.983	9.448	67.835	772.071	672.214	600.661
Obrigações de ressarcimento		759.214	857.001	479.868	759.214	857.001	479.868
Previdência complementar	31	-	-	-	330.828	351.149	510.197
Provisões para contingências	32	-	-	-	257.580	252.708	303.452
Taxas regulamentares	28	-	-	-	584.240	589.433	695.247
Arrendamento mercantil		-	-	-	120.485	108.827	106.435
Instrumentos financeiros		-	-	-	237.209	40.050	296.134
Outros		65.484	82.577	78.910	715.759	949.113	652.417
		<u>7.902.865</u>	<u>5.694.434</u>	<u>3.619.313</u>	<u>18.369.510</u>	<u>13.269.844</u>	<u>10.661.151</u>
NÃO CIRCULANTE							
Financiamentos e empréstimos	24	13.429.818	12.528.895	11.159.700	31.269.971	28.392.542	26.910.231
Créditos do Tesouro Nacional	30	250.485	311.306	403.429	250.485	311.306	403.429
Empréstimo compulsório	25	141.425	127.358	129.866	141.425	127.358	129.866
Tributos e contribuições sociais	27	-	70.266	1.189.202	1.217.649	1.273.890	2.472.172
Remuneração aos acionistas	29	5.601.077	7.697.579	-	5.601.077	7.697.579	-
Obrigações para desmobilização de ativos	33	-	-	-	375.968	323.326	266.168
Adiantamento de clientes	23	-	-	-	928.653	978.980	1.018.488
Conta de Consumo de Combustível	26	785.327	908.832	572.279	1.876.598	1.344.380	1.413.039
Provisões para contingências	32	1.290.567	1.317.575	1.416.818	3.901.289	3.528.917	3.769.666
Previdência complementar	31	30.617	101.472	-	2.066.702	1.992.012	2.179.845
Provisão para passivo a descoberto em controladas		201.827	2.213.120	1.874.562	-	-	-
Arrendamento mercantil		-	-	-	1.694.547	1.639.448	1.685.071
Concessões a pagar	34	-	-	-	834.215	761.131	656.249
Adiantamentos para futuro aumento de capital	35	5.173.856	4.712.825	4.287.353	5.173.856	4.712.825	4.287.353
Instrumentos financeiros		-	-	-	303.331	228.020	40.050
Outros		551.371	211.044	46.784	2.365.315	1.747.768	1.103.761
		<u>27.456.370</u>	<u>30.200.272</u>	<u>21.079.993</u>	<u>58.001.081</u>	<u>55.059.482</u>	<u>46.335.387</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Capital social	37	26.156.567	26.156.567	26.156.567	26.156.567	26.156.567	26.156.567
Reservas de capital		26.048.342	26.048.342	26.048.342	26.048.342	26.048.342	26.048.342
Reservas de lucros		16.804.851	19.009.668	28.900.908	16.804.851	19.009.668	28.900.908
Prejuízos acumulados		-	(3.345.744)	(4.086.684)	-	(3.345.744)	(4.086.684)
Ajustes de avaliação patrimonial		163.335	179.427	196.906	163.335	179.427	196.906
Dividendo Adicional Proposto		753.201	370.755	257.836	753.201	370.755	257.836
Outros resultados abrangentes		377.818	827.491	(285.485)	377.818	827.491	(285.485)
Participação de acionistas não controladores		-	-	-	226.296	132.543	121.516
		<u>70.304.114</u>	<u>69.246.506</u>	<u>77.188.390</u>	<u>70.530.410</u>	<u>69.379.050</u>	<u>77.309.906</u>
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>105.663.349</u>	<u>105.141.212</u>	<u>101.887.696</u>	<u>146.901.001</u>	<u>137.708.376</u>	<u>134.306.444</u>

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E DE 2009
(em milhares de Reais)

	NOTA	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	39	<u>4.085.083</u>	<u>4.665.986</u>	<u>27.419.157</u>	<u>24.711.937</u>
DESPESAS OPERACIONAIS					
Pessoal, Material e Serviços	40	472.332	434.499	7.370.713	6.486.218
Participação de empregados e administradores nos resultados		35.031	27.000	296.270	284.534
Energia comprada para revenda	41	1.960.532	1.599.732	4.315.084	3.581.396
Combustível para produção de energia elétrica		-	-	743.761	756.285
Uso da rede elétrica		-	-	1.353.839	1.263.408
Remuneração e ressarcimento		-	-	1.087.341	1.188.032
Depreciação e amortização		7.210	6.075	1.592.476	1.624.246
Construção		-	-	2.953.484	1.723.960
Provisões operacionais	42	730.269	1.334.691	1.529.549	2.140.406
Resultado a compensar de Itaipu		-	-	441.057	669.675
Doações e contribuições		191.774	183.045	261.006	237.978
Outras		68.118	65.342	1.063.205	704.449
		<u>3.465.266</u>	<u>3.650.384</u>	<u>23.007.785</u>	<u>20.660.585</u>
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		<u>619.817</u>	<u>1.015.602</u>	<u>4.411.372</u>	<u>4.051.351</u>
RESULTADO FINANCEIRO					
Receitas Financeiras					
Receitas de juros, comissões e taxas		2.157.684	3.884.310	781.872	1.035.487
Receita de aplicações financeiras		1.261.856	1.147.357	1.537.435	1.464.782
Acréscimo moratório sobre energia elétrica		24.829	518	393.987	228.145
Atualizações monetárias		717.912	175.509	616.141	356.023
Outras receitas financeiras		60.377	106.407	44.857	736.766
Despesas Financeiras					
Encargos de dívidas		(656.096)	(643.592)	(1.675.821)	(1.758.473)
Encargos de arrendamento mercantil		-	-	(332.449)	(213.470)
Encargos sobre recursos de acionistas		(1.263.501)	(1.422.982)	(1.298.647)	(1.468.713)
Atualizações cambiais		(469.677)	(4.618.216)	(431.497)	(4.018.643)
		<u>1.833.384</u>	<u>(1.370.689)</u>	<u>(364.123)</u>	<u>(3.638.097)</u>
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		<u>2.453.201</u>	<u>(355.087)</u>	<u>4.047.249</u>	<u>413.255</u>
Imposto de renda		(149.381)	932.493	(1.074.606)	635.875
Contribuição social sobre o lucro líquido		(55.907)	334.061	(419.659)	201.010
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		<u>2.247.913</u>	<u>911.467</u>	<u>2.552.985</u>	<u>1.250.140</u>
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES		2.247.913	911.467	2.247.913	911.467
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES		-	-	305.072	338.673
LUCRO LÍQUIDO POR AÇÃO	38	<u>R\$1,99</u>	<u>R\$0,80</u>	<u>R\$2,25</u>	<u>R\$1,10</u>

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETOBRAS
DIMONSTRACIÓN DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÓNIO LÍQUIDO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009 E 2008
 (em milhares de reais)

	RESERVA DE LÍQUIDOS										PATRIMÓNIO LÍQUIDO CONTABILIZADO	PATRIMÓNIO LÍQUIDO MÃO CONTRATADO	PATRIMÓNIO LÍQUIDO CONTABILIZADO
	CAPITAL SOCIAL	RESERVA DE CAPITAL	RESERVA DE REAVALIÇÃO	LEGAL	RESERVAS	DIVIDENDOS NÃO DISTRIBUÍDOS	RESERVA DE LÍQUIDOS PATRIMÓNIO LÍQUIDO	ALÍQUOTA DE REAVALIÇÃO PATRIMÓNIO LÍQUIDO	PREJUIZOS ACUMULADOS	AF-C			
SALDO EM 01/01/2009 ANTES DA ADOÇÃO DAS NOVAS PRÁTICAS	36.116.567	26.048.242	196.906	2.037.862	17.098.732	9.316.858	487.476	38.285	4.387.352	85.618.361		85.618.361	85.618.361
Efeitos da adoção das novas práticas			(196.906)					188.821	(4.387.352)	(8.687.807)		(7.513.070)	
Dividendos adicionais								188.821				257.836	
Em 01 de Janeiro de 2009 (reapresentado)	36.116.567	26.048.242		2.037.862	17.098.732	9.316.858	487.476	188.821	(4.387.352)	77.181.596		77.181.596	77.181.596
Ações em tesouraria								188.821				(257.836)	
Ativo financeiro de curto prazo												(257.836)	
Ajuste temporal por converção												(257.836)	
Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda												(29.790)	
IP/CS diferido sobre outros resultados abrangentes												5.914	
Outros resultados abrangentes reflexos												206.662	
Encargos financeiros - Decreto 2.673/98												(72.276)	
Reversão de reservas de reavaliação						926.581						926.581	
Reversão de reservas						(10.263.439)						(10.263.439)	
Reversão de reservas de reavaliação												926.581	
Lucro líquido do exercício								(17.479)				17.479	
Destinação do resultado												602.030	
Remuneração aos acionistas												911.497	
Reserva para provisões												(8.526)	
Remuneração aos especialistas												(741.509)	
Provisão para provisões												(741.509)	
Aprovação do dividendo adicional pelo AGO												(2.247.913)	
Dividendos Adicionais												(2.247.913)	
Alíquota de reavaliação												(3.245.243)	
Em 31 de dezembro de 2009 (reapresentado)	36.116.567	26.048.242		2.040.288	16.981.279	10.250.339	(687.476)	179.827	(3.245.243)	69.266.996		69.266.996	69.266.996
Alíquota de reavaliação												(1.717.551)	
Alíquota de reavaliação												(4.453)	
Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda												36.498	
IP/CS diferido sobre outros resultados abrangentes												104.740	
Outros resultados abrangentes reflexos												(48.021)	
Ajustes de avaliação patrimonial												(538.438)	
Reversão de reservas												16.092	
Reversão de reservas												2.205.694	
Lucro líquido do exercício												2.247.913	
Destinação do resultado:												(1.123.956)	
Remuneração aos acionistas												(1.123.956)	
Aprovação do dividendo adicional pelo AGO												(2.247.913)	
Em 31 de dezembro de 2009	36.116.567	26.048.242		2.040.288	14.757.464	10.250.339	(687.476)	169.335	0	377.818		70.204.112	70.204.112

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE DOS EXERCÍCIOS FINDOS 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 31 DE DEZEMBRO DE 2009
(em milhares de Reais)

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>Exercício findo em</u>		<u>Exercício findo em</u>	
	<u>31 de dezembro</u>		<u>31 de dezembro</u>	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Participação no resultado abrangente das subsidiárias				
Lucro líquido do exercício	2.247.913	911.467	2.552.985	1.250.140
Outros componentes do resultado abrangente				
Ajustes acumulados de conversão	(4.453)	129.790	(4.520)	(30.059)
Ajuste ganhos e perdas atuariais	24.089	3.903	(345.034)	243.385
Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	69.128	136.397	(50.143)	440.775
Ajuste de hedge de fluxo de caixa	-	-	8.489	(13.540)
Participação no resultado abrangente das subsidiárias	(482.470)	530.051	-	-
Participação no resultado abrangente das coligadas e entidades com controle compartilhado	(55.968)	472.416	(58.466)	472.416
Outros componentes do resultado abrangente do exercício	(449.674)	1.112.977	(449.674)	1.112.977
Total do resultado abrangente do exercício	1.798.239	2.024.445	2.103.311	2.363.117
Atribuível				
Acionistas da Companhia			1.798.239	2.024.445
Participação dos não controladores			305.072	338.672
			2.103.311	2.363.117

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A - ELETROBRÁS
DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA DOS EXERCÍCIOS FINDOS 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E DE 2009
 (Em milhares de reais)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Resultado antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social	2.453.201	(355.087)	4.047.250	413.255
Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:				
Depreciação e amortização	7.210	6.075	1.592.476	1.624.246
Variações monetárias/cambiais líquidas	(275.152)	4.442.707	(387.617)	3.662.620
Encargos financeiros	327.171	(1.927.925)	5.057.509	1.971.943
Atualizações da taxa de retorno - Transmissão	-	-	(501.058)	(535.842)
Receita de construção	-	-	(636.818)	(440.915)
Resultado da equivalência patrimonial	(2.109.056)	(3.694.295)	(601.165)	(1.571.031)
Repasse Itaípu	(215.989)	548.554	548.554	1.335.177
Provisão para passivo a descoberto	148.167	(74.859)	148.167	(74.859)
Provisão para impostos diferidos	-	-	828	(2.999)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	17.559	1.246.741	463.201	772.214
Provisão para contingências	(27.008)	(99.242)	460.628	96.752
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	82.402	(412.956)
Provisão para plano de benefício pós emprego	(70.855)	68.623	(43.645)	942.772
Encargos da Reserva Global de Reversão	328.925	310.998	395.756	380.439
Ajuste a valor presente - avaliação atuarial	(36.532)	-	(17.931)	31.485
Ajuste a valor presente - arrendamento mercantil	-	-	332.449	213.470
Participação minoritária no resultado	-	-	(305.072)	(338.673)
Encargos sobre recursos de acionistas	1.263.501	1.422.982	1.298.647	1.468.710
Resultado a compensar de Itaípu	-	-	441.057	669.675
Perda/Ganho na alienação de ativos	-	-	(49.286)	203.918
Instrumentos Financeiros - Derivativos	-	-	(46.599)	(430.984)
Outras	876.416	147.799	337.903	(417.427)
	234.358	2.398.156	8.570.385	9.147.735
(Acréscimos)/decrescimos nos ativos operacionais:				
Caixa restrito	(716.499)	(607.333)	(716.499)	(607.333)
Consumidores e revendedores	(319.323)	98.382	(889.281)	16.315
Títulos e valores mobiliários	1.107.412	(280.377)	888.568	(223.131)
Conta de consumo de combustível - CCC	(1.052.698)	198.435	(2.163.651)	(326.939)
Tributos a recuperar	426.416	215.205	215.910	840.102
Direito de ressarcimento	-	238.528	(102.932)	306.290
Devedores diversos	209.060	(211.150)	124.364	(229.664)
Almoxarifado	1.353	-	(1.505)	(79.193)
Despesas pagas antecipadamente	-	-	18.347	(13.487)
Instrumentos financeiros	-	-	(55.680)	(174.900)
Ativo financeiro de contratos de concessão	-	-	(10.787)	(192.869)
Ativo financeiro de Itaípu	(146.015)	-	(142.359)	245.489
Outros	(205.547)	(54.718)	(392.399)	241.806
	(695.841)	(403.028)	(3.227.904)	(397.502)
Acréscimos/decrescimos nos passivos operacionais:				
Empréstimo compulsório	3.250	(72.264)	3.250	(72.271)
Fornecedores	58.956	(166.164)	2.086.151	575.321
Adiantamento de clientes	277.992	8.727	278.062	10.241
Tributos e contribuições sociais	114.729	-	393.323	(898.824)
Conta de Consumo de Combustível - CCC	1.656.011	274.194	1.656.011	274.194
Concessões a pagar	-	-	247.786	5.314
Arrendamento mercantil	-	-	11.658	108.827
Obrigações estimadas	19.535	(58.387)	99.857	71.553
Obrigações de ressarcimento	(97.787)	340.701	(97.787)	377.133
Pesquisa e desenvolvimento	-	-	-	-
Previdência Complementar	-	-	-	-
Taxas regulamentares	-	-	(5.194)	589.433
Instrumentos financeiros	-	-	197.159	40.049
Outros	(17.235)	46.487	(481.282)	943.797
	2.015.451	373.294	4.188.994	2.024.767
Caixa proveniente das atividades operacionais	4.007.169	2.013.336	13.578.725	11.388.255
Pagamento de encargos financeiros	(319.609)	(78.062)	(1.453.344)	(1.104.469)
Pagamento de encargos da Reserva Global de Reversão	(864.871)	(741.256)	(864.871)	(788.445)
Recebimento de encargos financeiros	1.741.418	542.569	468.975	574.508
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(292.857)	(450.649)	(890.205)	(906.786)
Depósitos judiciais	(51.956)	(1.232)	(146.131)	(354.036)
Caixa líquido das atividades operacionais	4.219.294	1.284.705	10.693.149	8.809.027
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Empréstimos e financiamentos obtidos a longo prazo	866.811	2.241.945	3.829.260	1.672.331
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(287.820)	(221.247)	(1.202.294)	(1.145.379)
Pagamento de remuneração aos acionistas	(3.118.071)	(1.102.644)	(3.143.565)	(1.390.796)
Pagamento de refin. de impostos e contrib. - principal	-	-	(92.115)	(97.480)
Adto para Futuro Aumento de Capital (AFAC)	-	-	-	-
Empréstimo compulsório e Reserva Global de Reversão	1.049.035	896.445	1.049.035	896.445
Outros	-	(231.860)	(346.433)	(1.416.057)
Caixa líquido das atividades de financiamento	(1.490.045)	1.582.639	93.888	(1.480.936)
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Concessão de empréstimos e financiamentos	(2.338.198)	(2.125.820)	(142.291)	(216.056)
Recebimento de empréstimos e financiamentos	3.912.725	1.846.586	(486.933)	1.064.842
Créditos de energia renegociados recebidos	-	-	342.745	563.460
Aquisição de ativo imobilizado	(74.566)	(83.320)	(6.256.197)	(5.262.299)
Aquisição de ativo intangível	-	-	(359.219)	(290.736)
Aquisição de ativo financeiro - Transmissão/Distribuição	-	-	(266.146)	737.675
Aquisição/aporte de capital em participações societárias	(67.241)	(523.681)	(628.455)	(1.018.951)
Concessão de adto para futuro aumento de capital	(5.596.121)	(595.274)	(3.095.671)	0
Recib. de remuneração de investos. em part. societárias	1.456.313	1.459.495	600.869	731.216
Outros	-	(30)	107.136	(547.417)
Caixa líquido das atividades de Investimento	(2.707.087)	(22.044)	(10.184.162)	(4.238.265)
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	22.162	2.845.301	602.875	3.089.826
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	5.576.540	2.731.239	8.617.294	5.527.458
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	5.598.702	5.576.540	9.220.169	8.617.284
	22.162	2.845.301	602.875	3.089.826

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E DE 2009
(em milhares de Reais)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2010	2009	2010	2009
1 - RECEITAS (DESPESAS)				
Venda de mercadorias, produtos e serviços	2.040.641	1.014.849	29.814.652	25.831.183
Não operacionais	-	-	1.200.655	1.206.391
	<u>2.040.641</u>	<u>1.014.849</u>	<u>31.015.307</u>	<u>27.037.574</u>
2 - INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS				
Materiais, serviços e outros	(182.675)	(162.934)	(9.424.391)	(7.569.873)
Encargos setoriais	-	-	(1.514.504)	(1.317.463)
Energia comprada para revenda	(1.960.532)	(1.599.732)	(4.315.084)	(3.581.396)
Combustível para produção de energia elétrica	-	-	(743.761)	(756.285)
	<u>(2.143.207)</u>	<u>(1.762.666)</u>	<u>(15.997.740)</u>	<u>(13.225.017)</u>
3 - VALOR ADICIONADO BRUTO	<u>(102.566)</u>	<u>(747.817)</u>	<u>15.017.566</u>	<u>13.812.557</u>
4 - RETENÇÕES				
Provisões operacionais	(730.269)	(1.334.691)	(1.529.549)	(2.140.406)
Depreciação, amortização e exaustão	(7.210)	(6.075)	(1.592.476)	(1.624.246)
	<u>(737.479)</u>	<u>(1.340.766)</u>	<u>(3.122.025)</u>	<u>(3.764.652)</u>
5 - VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE	<u>(840.045)</u>	<u>(2.088.583)</u>	<u>11.895.541</u>	<u>10.047.905</u>
6 - VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Participações societárias	2.177.646	3.694.296	669.755	1.571.031
Receitas financeiras	4.222.658	5.314.101	3.374.291	3.821.202
	<u>6.400.304</u>	<u>9.008.397</u>	<u>4.044.046</u>	<u>5.392.233</u>
7 - VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	<u>5.560.259</u>	<u>6.919.814</u>	<u>15.939.587</u>	<u>15.440.138</u>
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
PESSOAL				
. Pessoal, encargos e honorários	322.091	277.482	4.877.556	4.251.184
. Participação de empregados nos lucros	35.031	27.000	296.270	284.534
. Plano de aposentadoria e pensão	35.684	59.425	(32.309)	214.682
	<u>392.806</u>	<u>363.907</u>	<u>5.141.517</u>	<u>4.750.400</u>
TRIBUTOS				
. Impostos, taxas e contribuições	338.492	(1.223.395)	4.245.666	1.742.321
	<u>338.492</u>	<u>(1.223.395)</u>	<u>4.245.666</u>	<u>1.742.321</u>
TERCEIROS				
. Encargos financeiros e alugueis	2.389.274	6.684.790	3.738.414	7.459.299
. Doações e contribuições	191.774	183.045	261.006	237.978
	<u>2.581.048</u>	<u>6.867.835</u>	<u>3.999.420</u>	<u>7.697.277</u>
ACIONISTAS				
. Dividendos e juros sobre capital próprio	370.755	370.755	370.755	370.755
. Participação de acionistas não controladores	-	-	305.072	338.673
. Lucros retidos	1.877.158	540.712	1.877.158	540.712
	<u>2.247.913</u>	<u>911.467</u>	<u>2.552.985</u>	<u>1.250.140</u>
	<u>5.560.259</u>	<u>6.919.814</u>	<u>15.939.587</u>	<u>15.440.138</u>

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.

Eletrobras

(COMPANHIA ABERTA)

CNPJ 00.001.180/0001-26

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 de dezembro de 2010 e de 2009 e em 01 de janeiro de 2009

(*CONTROLADORA E CONSOLIDADO*)

(Em milhares de Reais)

NOTA 1 - INFORMAÇÕES GERAIS

As Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (“Eletrobras” ou “Companhia”) é uma companhia de capital aberto, com sede em Brasília - DF - Setor Comercial Norte, Quadra 4, Bloco B, 100, sala 203 - Asa Norte, registrada na Comissão de Valores Mobiliários - CVM e na Securities and Exchange Commission - SEC, com ações negociadas nas bolsas de valores de São Paulo (BOVESPA) - Brasil, Madri (LATIBEX) - Espanha e Nova York (NYSE) - Estados Unidos da América. Tem como objeto social realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas geradoras, de linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. Tem como objeto, também, conceder financiamentos, prestar garantias, no País e no exterior, a empresas do serviço público de energia elétrica e que estejam sob seu controle acionário e em favor de entidades técnico-científicas de pesquisa; promover e apoiar a pesquisa de interesse do setor de energia elétrica, em especial ligadas às atividades de geração, transmissão e distribuição, bem como realizar estudos de aproveitamento de bacias hidrográficas para fins múltiplos; contribuir na formação do pessoal técnico necessário ao setor elétrico brasileiro, bem como na preparação de operários qualificados, mediante cursos especializados, podendo, também, conceder auxílio

aos estabelecimentos de ensino do País ou bolsas de estudo no exterior e firmar convênios com entidades que colaborem na formação de pessoal técnico especializado; colaborar, técnica e administrativamente, com as empresas das quais participa acionariamente e com o Ministério de Minas e Energia.

A Companhia exerce a função de holding, gerindo investimentos em participações societárias, detendo o controle acionário direto em sete empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica (Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE, Amazonas Energia - AME, Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF, Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL, Eletrobras Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR, e Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE) e em quatro empresas distribuidoras de energia elétrica Companhia de Eletricidade do Acre - Eletroacre, Centrais Elétricas de Rondônia - Ceron, Companhia Energética de Alagoas - Ceal e Companhia Energética do Piauí - Cepisa.

A Companhia é controladora, também, da Eletrobras Participações S.A - Eletropar e, em regime de controle conjunto, da Itaipu Binacional - Itaipú, nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai, Inambari Geração de Energia S.A. e Centrais Hidroeléctricas de Centroamérica S.A. (CHC).

A Companhia é controladora indireta da empresa Boa Vista Energia, controlada integral da Eletronorte, que atua na geração e distribuição de energia elétrica no Estado de Roraima e da RS Energia e SC Energia, controladas pela Eletrosul.

A Companhia participa, também, de forma minoritária, em sociedades nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, de participação direta e indireta, por meio de suas controladas. (Nota 16)

A Eletrobras é autorizada, diretamente ou por meio de suas subsidiárias ou controladas, a associar-se, com ou sem aporte de recursos, para constituição de consórcios empresariais ou participação em sociedades, com ou sem poder de controle, no exterior, que se destinem direta ou indiretamente à exploração da produção ou transmissão de energia elétrica.

A Companhia é responsável, também, pela gestão de recursos setoriais, representados pela Reserva Global de Reversão - RGR, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Utilização de Bem Público - UBP e Conta de Consumo de Combustível - CCC. Estes

fundos financiam programas do Governo Federal de universalização de acesso à energia elétrica, de eficiência na iluminação pública, de incentivos às fontes alternativas de energia elétrica, de conservação de energia elétrica e a aquisição de combustíveis fósseis utilizados nos sistemas isolados de geração de energia elétrica, cujas movimentações financeiras não afetam o resultado da Companhia (exceto pela taxa de administração em determinados Fundos).

A emissão das Demonstrações Contábeis da Companhia foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 12 de maio de 2011.

NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA (Não auditado)

A Companhia, por intermédio de empresas controladas, detém diversas concessões de serviço público de energia elétrica, cujo detalhamento, capacidade instalada e prazos de vencimento estão listados a seguir:

I - Geração de Energia Elétrica

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)	Ano de Vencimento
UHE (Usina Hidrelétrica) Paulo Afonso I	BA	180,00	2015
UHE Paulo Afonso II	BA	443,00	2015
UHE Paulo Afonso III	BA	794,20	2015
UHE Paulo Afonso IV	BA	2.462,40	2015
UHE Apolônio Sales (Moxotó)	BA	400,00	2015
UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)	BA	1.479,60	2015
UHE Xingó	AL / SE	3.162,00	2015
UHE Piloto	PE	2,00	2015
UHE Araras	CE	4,00	2015
UHE Funil	BA	30,00	2015
UHE Pedra	BA	20,01	2015
UHE Boa Esperança (Castelo Branco)	PI	237,30	2015
UHE Sobradinho	BA / PE	1.050,30	2022
UHE Curemas	PA	3,52	2024
UTE (Usina Termoelétrica) Camaçari	BA	346,80	2027
UHE Belo Monte	PA	11.233,10	2045
EOL São Pedro do Lago	BA	28,80	2046
EOL Pedra Branca	BA	28,80	2046

EOL Sete Gameleiras	BA	28,80	2046
UHE - Tucuruí	PA	8.370,00	2024
UHE - Curuá-Una	PA	30,30	2028
UHE - Samuel	RO	216,75	2029
UHE - Coaracy Nunes	AP	76,95	2015
UTE - Rio Madeira	RO	119,35	Indeterminado
UTE - Rio Acre	AC	45,49	Indeterminado
UTE - Rio Branco I	AC	18,65	Indeterminado
UTE - Rio Branco II	AC	31,80	Indeterminado
UTE - Santana	AP	60,00	Indeterminado
UTE - Electron	AM	120,00	Indeterminado
UTE - Senador Arnon Afonso Farias	RR	85,99	Indeterminado
UHE Dardanelos	MT	261,00	2042
UTE Serra do Navio	SE	23,30	2037
UTE PCH Capivara	SE	29,80	2037
Parque Eólico Miassaba 3	RN	50,40	2045
Parque Eólico Rei dos Ventos 3	RN	48,60	2045
UHE Passo São João	RS	77,00	2041
UHE Mauá	PR	361,00	2042
UHE São Domingos	MS	48,00	2037
PCH(Pequena Central Hidrelétrica) Barra do Rio Chapéu	SC	15,00	2035
PCH João Borges	SC	19,00	2035
EOI Coxilha Negra V	RS	30,00	2045
EOI Coxilha Negra VI	RS	30,00	2045
EOI Coxilha Negra VII	RS	30,00	2045
UHE Jirau	RO	3.300,00	2043
UTE Presidente Médici - Candiota	RS	446,00	2015
UTE São Jerônimo	RS	20,00	2015
UTE Nutepa	RS	24,00	2015
UTE Candiota (Fase C)	RS	350,00	2041
UHE Balbina	AM	277,50	2027
UHE Aparecida	AM	251,50	2015
UHE Aparecida	AM	251,50	2015
UTE Mauá	AM	711,40	2015
UTE Mauá	AM	711,40	2015
UTE Mauá	AM	711,40	2015
UTE Mauá	AM	711,40	2015
Outras	AM	597,10	2015
UTE FLORES	AM	80,00	2015
UTE Cidade Nova	AM	20,00	2015
UTE Iranduba	AM	50,00	2015
UTE Distrito	AM	40,00	2015
UTE São Jorge	AM	50,00	2015
UHE Furnas	MG	1.216,00	2015
UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	SP / MG	1.050,00	2015

UHE Marimbondo	SP / MG	1.440,00	2017
UHE Porto Colômbia	SP / MG	320,00	2017
UHE Mascarenhas de Moraes	MG	476,00	2023
UHE Funil	MG	216,00	2015
UHE Itumbiara	MG / GO	2.082,00	2020
UHE Corumbá I	GO	375,00	2014
UHE Manso	MG	212,00	2035
UHE Serra da Mesa	GO	1.275,00	2011
UTE Santa Cruz	RJ	932,00	2015
UTE Campos (Roberto Silveira)	RJ	30,00	Prorrogação concedida
UHE Batalha	MG / GO	52,50	2041
UHE Simplício/Anta	RJ / MG	333,70	2041
UHE Peixe Angical	TO	452,00	2036
UHE Baguari	MG	140,00	2041
UHE Foz do Chapecó	RS	855,00	2036
UHE Serra do Facão	GO	212,58	2036
UHE Retiro Baixo	MG	82,00	2041
UTN (Usina Termonuclear) Angra I	RJ	640,00	Indeterminado
UTN Angra II	RJ	1.350,00	Indeterminado
UTN Angra III	RJ	1.405,00	Indeterminado
UHE Santo Antônio	RO	3.150,10	2043

A geração de energia elétrica considera as seguintes premissas:

- existência de períodos, tanto ao longo do dia, como no horizonte anual, em que ocorre maior ou menor demanda de energia no sistema para o qual a usina, ou sistema de geração, está dimensionado;
- existência, também, de períodos em que máquinas são retiradas da operação para a execução de manutenção, seja preventiva ou corretiva, e
- disponibilidade hídrica do rio onde está localizada.

A produção de energia elétrica das usinas é função do Planejamento e Programação da Operação Eletroenergética, com horizontes e detalhamentos que vão desde o nível anual até os diários e horários, elaborados, atualmente, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que define os montantes e a origem da geração necessária para o atendimento à demanda do País de forma otimizada, baseada na disponibilidade hídrica

nas bacias hidrográficas e de máquinas em operação, bem como o custo da geração e a viabilidade de transmissão dessa energia através do sistema interligado de transmissão de energia elétrica.

II - Transmissão de Energia Elétrica

	Localização	Extensão (km)	Ano de vencimento da concessão
LT 230 kV - SE São Luís II / São Luís III	MA		2038
LT 230 kV - SE Ribeiro Gonçalves / SE Balsas			2039
LT 500 kV - LT Presidente Dutra - São Luís II / SE Miranda II	MA		2039
LT 500 kV - LT Jorge Teixeira - Lechuga,Circuito duplo	AM		2040
Linhas de Transmissão Coxipó-Cuiabá-Rondonópolis (MT),E Seccionadora Cuiabá em 230 Kv	MT	193	2034
Linhas de Transmissão Colinas, Miracema,gurupi, Peixe Nova da Serra 2 (TO/GO) em 500 kV	TO/GO	695	2036
Linhas de Transmissão Jauru-Juba-C2 (MT) e Maggi - Nova Mutum (MT), ambas em 230 kV,SE Juba e SE Maggi 30/138 kV	MT	402	2008
Linhas de Transmissão Oriximiná - Itacoatiara -Cariri (PA/AM), em 500kV, SE Itacoatiara e SE Cariri	PA/AM	586	2038
LT Coletora Porto Velho (RO) - Araraquara (SP), 600kv	RO/SP	2.375	2039
Estação Conversora 01 CA/CC 600/±500 kV Velho(RO) e Estação Inversora 01 CA/CC,600/±500 kV CC/500 kV (Araraquara-SP)	RO/SP		2039
LT Porto Velho - Samuel Ariquemes - Ji-Paraná -Pimenta Bueno - Vilhena (RO), Jaurú (MT), com , 230 kV	RO/MT	987	2039
LT Porto Velho - Abunã (RO) - Rio Branco (AC),230 kV	RO/AC	487	2039
LT Jaurú - Cuiabá (MT), e SE Jaurú,com 500 kV	MT/SE	348	2039
LT 500 kV CA/±600 kV CC Coletora Porto Velho; LT ±600 kV CC/500 kV CA Subestação Araraquara	RR		2039
LT 525 kV Campos Novos/Biguaçu/Blumenau	SC	359	2035
LT 525 kV Itá/Nova Santa Rita	SC, RS	314,8	2015
LT 525 kV Caxias/Itá	RS, SC	256	2015
LT 525 kV Areia/Curitiba I	PR	235,2	2015
LT 525 kV Areia/Bateias	PR	220,3	2015
LT 525 kV Campos Novos/Caxias	SC, RS	203,3	2015
LT 525 kV Itá/Salto Santiago	SC, PR	186,8	2015
LT 525 kV Areia/Campos Novos	PR, SC	176,3	2015
LT 525 kV Areia/Ivaiporã	PR	173,2	2015
LT 525 kV Ivaiporã/Salto Santiago	PR	167	2015
LT 525 kV Blumenau/Curitiba	SC, PR	136,3	2015
LT 525 kV Ivaiporã/Londrina	PR	121,9	2015

Outras LT de 525 kV	-	395,4	2015
LT 230 kV Presidente Médice/Santa Cruz 1	RS	237,4	2038
LT 230 kV Dourados/Guaíra	MS, PR	226,5	2015
LT 230 kV Monte Claro/Passo Fundo	RS	211,5	2015
LT 230 kV Anastácio/Dourados	MS	210,9	2015
LT 230 kV Passo Fundo/Nova Prata 2	RS	199,1	2015
LT 230 kV Areia/Ponta Grossa	PR	181,6	2015
LT 230 kV Campo Mourão/Salto Osório 2	PR	181,3	2015
LT 230 kV Campo Mourão/Salto Osório 1	PR	181,2	2015
LT 230 kV Salto Osório/Xanxerê	PR, SC	162	2015
LT 230 kV Areia/Salto Osório 1	PR	160,5	2015
LT 230 kV Areia/Salto Osório 2	PR	160,3	2015
LT 230 kV Londrina/Assis 1	PR, SP	156,6	2015
LT 230 kV Blumenau/Palhoça	SC	133,9	2015
LT 230 kV Biguaçu/Blumenau 2	SC	129,5	2015
LT 230 kV Areia/São Mateus do Sul	PR	129	2015
LT 230 kV Cascavel/Guaíra	PR	126,2	2015
LT 230 kV Lageado Grande/Siderópolis	RS, SC	121,9	2015
LT 230 kV Jorge Lacerda "B"/Palhoça	SC	121,3	2015
LT 230 kV Curitiba/São Mateus do Sul	PR	116,7	2015
LT 230 kV Blumenau/Jorge Lacerda "B"	SC	116,4	2015
LT 230 kV Campo Mourão/Apucarana	PR	114,5	2015
LT 230 kV Assis/Londrina	SP, PR	114,3	2015
LT 230 kV Atlântida 2/Gravataí 3	RS	102	2015
Outras LT de 230 kV	-	1556	2015
LT 138 kV Jupiá/Mimoso 1	SP, MS	218,7	2015
LT 138 kV Jupiá/Mimoso 3	SP, MS	218,7	2015
LT 138 kV Jupiá/Mimoso 4	SP, MS	218,7	2015
LT 138 kV Jorge Lacerda "A"/Palhoça 1	SC	108,6	2015
LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 1	MS	108,3	2015
LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 3	MS	108,3	2015
LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 4	MS	108,3	2015
LT 138 kV Dourados das Nações/Ivinhema	MS	94,7	2015
Outras LT de 138 kV	-	657	2015
LT 132 kV Conversora de frequência de Uruguaiana/Paso de Los Libres	RS	12,5	2015
LT 69 kV Salto Osório/Salto Santiago	PR	56,2	2015
LT 345 kV Furnas - Pimenta II	MG	66	2035
LT 500 kV Rio Verde Norte - Trindade ; ; LT 500/230 kV - 1200 MVA Subestação Trindade	GO	193	2040
LT 230 kV Trindade - Xavantes	GO	37	2040
LT 230 kV Trindade - Carajás	GO	29	2040
LT Coletora Porto Velho - Araraquara 2; LT 500/±600 kV - 3.150 MW, Subestação Estação retificadora 2 CA/CC e LT ±600/500 kV - 2.950 MW, Subestação Estação Inversora 02	RO	2375	2038

CC/CA

LT 500 kV Mesquita - Viana 2 ; LT 500/345kV 900 MVA - Viana 2	MG / ES	248	2040
LT 345 kV Viana 2 - Viana	MG / ES	10	2040
2 LT 138 kV Unidade Geradora - Sistema Interligado Nacional; LT 138 kV, Subestação Elevadora		33	2035
LT 230 kV Serra da Mesa - Niquelândia; LT 230 kV, Subestação Serra da Mesa	TO	105	2015
LT 230 kV Niquelândia - Barro Alto; LT 230 kV, Subestação Niquelândia e LT 230 kV, Subestação Barro Alto	TO	88	2015
LT 230 kV CS Barra dos Coqueiros - Quirinópolis	MS , GO , MT	ND	2039
LT 230 kV CD Chapadão - Jataí Taquari	MS , GO , MT	ND	2039
LT 230 kV CS Palmeiras - Edéia	MS , GO , MT	ND	2039
2 LT 500 kV no seccionamento da LT Campinas - Ibiúna e a SE Itatiba 500/138 kV; LT 500/138 kV, Subestação Itatiba e LT 500 kV, Subestação Campinas e SE Ibiúna	SP	1	2039
LT 230 kV Irapé - Araçuaí 2		61	2035
LT 345 kV Montes Claros - Irapé	MG	138	2034
LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora	MG	144	2035
LT 230 kV Milagres/Tauá (CE); LT 230 kV Subestação Tauá (CE)	CE	208	2035
LT 230 kV Milagres/Coremas (CE/PB)	CE/PB	120	2035
LT 230 kV Paraíso/Açu II (RN)	RN	135	2037
LT 230 kV Funi/Itapebi (BA)	BA	197,80	2015
LT 230 kV Ibicoara/Brumado (BA); LT 500/230 kV Subestação Ibicoara (PE)	BA/PE	95	2037
LT 230 kV Eunápolis/Teixeira de Freitas II (BA); LT 230/138 kV Subestação Teixeira de Freitas II (BA)	BA	152	2038
LT 230 kV Picos/Tauá (PI/CE)	PI/CE	183,2	2037
LT 230 kV Jardim/Penedo (SE/AL)	SE/AL	110	2038
LT 500/230 kV Subestações Suape II(PE); LT 230/69 kV Suape III (PE)	PE	24	2039
LT 230 kV Pau Ferro/Santa Rita II (PE/PB)	PE/PB	96,7	2039
LT 230 kV Paulo Afonso III/Zebu (AL); LT 230/69 kV Subestações Santa Rita II; LT 230/69 kV Zebu (AL); LT 230/69 kV Natal III (RN)	AL/PB/RN	6	2039
LT 230 kV Eunápolis/Teixeira de Freitas II (BA)	BA	152	2038
LT 500/230 kV Subestação Camaçari IV	BA	80,84	2040
LT 230/69 kV Subestação Arapiraca III; LT 230kV Circuito duplo rio Largoll/Penedo	AL	45	2040
LT 230/69kV Subestação Pólo (BA)	BA		2040

LT 230 kV Paraíso/Açu (RN), circuito 3	RN	123	2040
LT 230 kV Açu/Mossoró II (RN), circuito 2	RN	69	2040
LT 230 kV João Câmara / Extremoz II; LT 230 kV Subestação João Câmara (RN); LT 230 kV Subestação Extremoz II (RN)	RN	82	2040
LT 230 kV Igaporã/Bom Jesus da Lapa II (BA); LT 230 kV Subestação Igaporã (BA)	BA	115	2040
LT 230 kV Sobral III/Acaraú II (CE); LT 230 kV Subestação Acaraú (CE)	CE	97	2040
83 subestações de transmissão; 15 subestações elevadoras		18.260	2015
LT 500 kV Teresina(PI)/Sobral/Fortaleza(CE)	PI/CE	546	2034
LT 500 kV Colinas/Miracema/ Urupi/ Peixe 2/Serra da Mesa (TO/GO)	TO/GO	695	2036
LT 500 kV Oriximiná/Itacoatiara CD		375	2038
LT 500 kV Itacoatiara/Cariri (PA/AM); LT 500/138 kV subestações Itacoatiara e LT 500/230 kV Cariri	PA/AM	212	2038
LT +/- 600 kV Coletora Porto Velho (RO)/ Araraquara 2 (SP), 01 em CC; LT 500 kV/+/- 600kV - 3.150 MW Estação Retificadora 02 CA/CC; LT , +/- 600 kV/500kV - 2.950 MW Estação Inversora 02 CC/CA.	RO/SP	2.375	2039
LT 230 kV São Luiz II/ São Luiz III (MA); LT 500 kV Subestação Pecém II (CE) e LT 230 kV Aquiraz II (CE)	MA/ CE	96	2040
SE - Campos Novos	SC	2.466,00	2015
SE - Caxias	RS	2.016,00	2015
SE - Gravataí	RS	2.016,00	2015
SE - Nova Santa Rita	RS	2.016,00	2015
SE - Blumenau	SC	1.962,00	2015
SE - Curitiba	PR	1.344,00	2015
SE - Londrina	PR	1.344,00	2015
SE - Santo Ângelo	RS	1.344,00	2015
SE - Biguaçu	SC	300,00	2015
SE - Biguaçu	SC	672,00	2035
SE - Joinville	SC	691,00	2015
SE - Areia	PR	672,00	2015
SE - Itajaí	SC	525,00	2015
SE - Xanxerê	SC	450,00	2015
SE - Jorge Lacerda "A"	SC	399,80	2015
SE - Palhoça	SC	384,00	2015
SE - Siderópolis	SC	364,00	2015
SE - Assis	SP	336,00	2015
SE - Joinville Norte	SC	300,00	2015
SE - Atlântida 2	RS	249,00	2015
SE - Canoinhas	SC	225,00	2015
SE - Dourados	MS	225,00	2015
SE - Caxias 5	RS	215,00	2015
SE - Passo Fundo	RS	168,00	2015

SE - Tapera 2	RS	166,00	2015
SE - Gravataí 3	RS	165,00	2015
SE - Desterro	SC	150,00	2015
SE - Missões	RS	150,00	2039
SE - Anastácio	MS	150,00	2015
SE - Ilhota	SC	100,00	2015
Outras subestações		404,50	2015

* Em fase pré-operacional.

III - Distribuição de Energia Elétrica

Companhia	Região Geográfica	Municípios Atendidos	Ano de Vencimento da Concessão*
Distribuição Acre	Estado do Acre	25	2015
Distribuição Rondônia	Estado de Rondônia	52	2015
Distribuição Alagoas	Estado de Alagoas	102	2015
Distribuição Piauí	Estado do Piauí	224	2015
Amazonas Energia	Estado do Amazonas	62	2015
Distribuição Roraima	Estado de Roraima	1	2015

O prazo de concessão nas tabelas acima representa a média da data de vencimento das concessões adquiridas para cada companhia.

Caso concessões das controladas da Companhia, não sejam renovadas ou venham a ocorrer mediante a imposição de custos adicionais para a Companhia, os atuais níveis de rentabilidade e atividade podem ser alterados.

NOTA 3 - RESUMO DAS PRINCIPAIS POLITICAS CONTÁBEIS

3.1. Base de preparação

Essas Demonstrações Contábeis consolidadas são as primeiras elaboradas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRSs”). Na elaboração das Demonstrações Contábeis individuais, a Companhia adotou as mudanças nas práticas contábeis adotadas no Brasil introduzidas pelos pronunciamentos técnicos CPC 15 a 43. Os efeitos da adoção dos IFRSs e dos novos pronunciamentos emitidos pelo CPC estão apresentados nas notas 6.2.1, 6.2.2 e 6.2.3.

3.2. Declaração de conformidade

As Demonstrações Contábeis da Companhia compreendem:

- As Demonstrações Contábeis consolidadas preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRSs”) emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB e as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como Consolidado - IFRS e BR GAAP; e
- As Demonstrações Contábeis individuais da controladora preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como Controladora - BR GAAP.

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pela CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC.

As Demonstrações Contábeis individuais apresentam a avaliação dos investimentos em controladas, em empreendimentos controlados em conjunto e coligadas pelo método da equivalência patrimonial, de acordo com a legislação brasileira vigente. Desta forma, essas Demonstrações Contábeis individuais não são consideradas como estando conforme as IFRSs, que exigem a avaliação desses investimentos nas demonstrações contábeis individuais da controladora pelo seu valor justo ou pelo custo.

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas Demonstrações Contábeis consolidadas preparadas de acordo com as IFRSs e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido e resultado da controladora, constantes nas Demonstrações Contábeis individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis

adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas Demonstrações Contábeis individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

3.3. Bases de consolidação e investimentos em controladas

As Demonstrações Contábeis consolidadas incluem as Demonstrações Contábeis da Companhia e de suas controladas, inclusive entidades de propósitos específicos. O controle é obtido quando a Companhia tem o poder de controlar as políticas financeiras e operacionais de uma entidade para auferir benefícios de suas atividades.

Nas Demonstrações Contábeis individuais da Companhia as informações financeiras das controladas e dos empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

Nas Demonstrações Contábeis individuais, a Companhia aplica os requisitos da Interpretação Técnica ICPC 09, a qual requer que qualquer montante excedente ao custo de aquisição sobre a participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis da adquirida na data de aquisição é reconhecido como ágio. O ágio é acrescido ao valor contábil do investimento. Qualquer montante da participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis que exceda o custo de aquisição, após a reavaliação, é imediatamente reconhecido no resultado. As contraprestações transferidas bem como o valor justo líquido dos ativos e passivos são mensurados utilizando-se os mesmos critérios aplicáveis as Demonstrações Contábeis consolidadas descritos anteriormente.

Os resultados das controladas adquiridas ou alienadas durante o exercício estão incluídos nas demonstrações consolidadas do resultado e do resultado abrangente a partir da data da efetiva aquisição até a data da efetiva alienação, conforme aplicável.

Quando necessário, as Demonstrações Contábeis das controladas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas estabelecidas pela Companhia. Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre as empresas da Companhia são eliminados integralmente nas Demonstrações Contábeis consolidadas.

As Demonstrações Contábeis consolidadas refletem os saldos de ativos e passivos em 31 de dezembro de 2010 e 2009 e na data de 01 de janeiro de 2009 (data de transição), e das operações dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009, da

controladora, de suas controladas diretas e indiretas e de controle compartilhado. As Demonstrações Contábeis elaboradas em moeda funcional distinta da controladora são convertidas para a moeda de apresentação no Brasil, para fins de equivalência patrimonial e consolidação das Demonstrações Contábeis, sendo as diferenças na taxa de câmbio reconhecidas em ajustes acumulados de conversão.

A Companhia adota as seguintes principais práticas de consolidação:

- a) Eliminação dos investimentos da investidora nas empresas investidas, em contrapartida à sua participação nos respectivos patrimônios líquidos;
- b) Eliminação de saldos a receber e a pagar intercompanhias;
- c) Eliminação das receitas e despesas intercompanhias;
- d) Destaque da participação dos demais acionistas minoritários no Patrimônio Líquido e na Demonstração do Resultado das empresas investidas consolidadas; e
- e) Face à inexistência de resultados não realizados nas operações intercompanhias, o lucro líquido e o patrimônio líquido da controladora são iguais aos do consolidado.

A companhia utiliza os critérios de consolidação integral e proporcional, conforme descrito no quadro abaixo. A participação é dada sobre o capital total da controlada:

Controladas (Consolidação integral)	31/12/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Participação		Participação		Participação	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Amazonas Energia	100%	-	100%	-	100%	-
Ceal	100%	-	75%	-	75%	-
Cepisa	100%	-	99%	-	99%	-
Ceron	100%	-	100%	-	100%	-
CGTEE	100%	-	100%	-	100%	-
Chesf	100%	-	99%	-	99%	-
Eletoacre	93%	-	93%	-	93%	-
Eletronorte	99%	-	99%	-	99%	-
Eletronuclear	100%	-	100%	-	100%	-
Eletropar	84%	-	82%	-	82%	-
Eletrosul	100%	-	100%	-	100%	-
Furnas	100%	-	100%	-	100%	-
RS Energia	-	100%	-	100%	-	49%

Porto Velho Transmissora	-	100%	-	49%	-	49%
Boa Vista	-	100%	-	100%	-	100%
Estação Transmissora	-	100%	-	49%	-	49%

Controladas em Conjunto (Consolidação proporcional)	Participação		Participação		Participação	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Itaipu	50%	-	50%	-	50%	-
Inambari	29%	49%	29%	49%	-	-
Norte Energia	15%	49%	-	-	-	-
CHC	50%	-	-	-	-	-
Amapari	-	49%	-	49%	-	49%
Amazônia Eletronorte	-	49%	-	49%	-	49%
Artemis	-	49%	-	49%	-	49%
Baguari	-	31%	-	31%	-	31%
Brasnorte	-	50%	-	50%	-	50%
Chapecoense	-	40%	-	40%	-	40%
Cia de Transm. Centroeste de Minas	-	49%	-	49%	-	49%
Construtora Integração	-	49%	-	49%	-	49%
Enerpeixe	-	40%	-	40%	-	40%
Eólica Cerro Chato I	-	90%	-	-	-	-
Eólica Cerro Chato II	-	90%	-	-	-	-
Eólica Cerro Chato III	-	90%	-	-	-	-
Energia Sustentável	-	40%	-	40%	-	40%
Goiás Transmissão	-	49%	-	-	-	-
Integração Transmissora	-	49%	-	49%	-	49%
Interligação Elétrica do Madeira	-	49%	-	49%	-	25%
Linha Verde Transmissora	-	49%	-	49%	-	-
Madeira Energia	-	39%	-	39%	-	39%
Manaus Construtora Ltda	-	20%	-	20%	-	20%
Manaus Transmissora	-	50%	-	50%	-	50%
MGE Transmissão	-	49%	-	-	-	-
Norte Brasil Transmissora	-	49%	-	49%	-	49%
Pedra Branca	-	49%	-	-	-	-
Retiro Baixo	-	49%	-	49%	-	49%
Rio Branco Transmissora	-	49%	-	49%	-	49%
São Pedro do Lago	-	49%	-	-	-	-
SC Energia (Incorporada no exercício de 2009)	-	0%	-	0%	-	49%
Serra do Facão	-	50%	-	50%	-	0%
Sete Gameleiras	-	49%	-	-	-	-
Sistema de Transmissão Nordeste	-	49%	-	49%	-	49%
Transmissão Delmiro Gouveia	-	49%	-	49%	-	49%
Transenergia Goiás	-	49%	-	49%	-	-
Transenergia Renovável	-	49%	-	49%	-	-
Transenergia São Paulo	-	49%	-	49%	-	-
Transudeste	-	25%	-	25%	-	25%
Uirapuru	-	49%	-	49%	-	49%

Conforme determinação da Instrução CVM 408, as Demonstrações Financeiras consolidadas incluem os saldos e as transações dos fundos exclusivos cujos únicos quotistas são a companhia e suas controladas, composto de títulos públicos, privados e debêntures de empresas com classificação de risco baixo e alta liquidez dos papéis.

Os fundos exclusivos, cujas demonstrações contábeis são regularmente revisadas/auditadas, estão sujeitos às obrigações restritas aos pagamentos de serviços prestados pela administração dos ativos, atribuídas às operações dos investimentos, inexistindo obrigações financeiras relevantes.

3.3.1 Procedimentos de consolidação proporcional da controlada em conjunto com Itaipu Binacional

- a) As Demonstrações Contábeis da controlada em conjunto com Itaipu Binacional são originalmente elaboradas em dólares norte-americanos (moeda funcional). Os ativos e passivos foram convertidos para reais, à taxa de câmbio em 31 de dezembro de 2010 - US\$ 1.00 - R\$ 1,6662, divulgada pelo Banco Central do Brasil (31 de dezembro de 2009 - US\$ 1.00 - R\$ 1,7412 e US\$1.00 - R\$2,3370 em 01 de janeiro de 2009), e as contas de resultado, pela taxa média mensal;
- b) O resultado a compensar de Itaipu Binacional é apresentado no ativo financeiro
- c) A remuneração sobre o capital (dividendos conforme estipulado pelo tratado binacional Brasil - Paraguai) paga por Itaipu Binacional, registrada como receita na controladora é eliminada no consolidado; e
- d) Todo o resultado gerado por Itaipu Binacional no consolidado na proporção da participação da Companhia (50%) é eliminado na consolidação em contrapartida a rubrica Resultado a Compensar de Itaipu Binacional.

3.4. Investimentos em coligadas

Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa e que não se configura como uma controlada nem uma participação em um empreendimento sob controle comum (*joint venture*). Influência significativa é o poder de

participar nas decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas.

Os investimentos em coligadas são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial e inclui ágio identificado na aquisição, líquido de qualquer perda por *impairment* acumulada. Conforme o método de equivalência patrimonial, os investimentos em coligadas são inicialmente registrados pelo valor de custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da participação da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada. Quando a parcela da Companhia no prejuízo de uma coligada excede a participação da Companhia naquela coligada (incluindo qualquer participação de longo prazo que, na essência, esteja incluída no investimento líquido da Companhia na coligada), a Companhia deixa de reconhecer a sua participação em prejuízos adicionais. Os prejuízos adicionais são reconhecidos somente se a Companhia tiver incorrido em obrigações legais ou construtivas ou tiver efetuado pagamentos em nome da coligada.

3.5. Participações em empreendimentos em conjunto (*joint venture*).

Uma *joint venture* é um acordo contratual através do qual a Companhia e outras partes exercem uma atividade econômica sujeita a controle conjunto, situação em que as decisões sobre políticas financeiras e operacionais estratégicas relacionadas às atividades da *joint venture* requerem a aprovação de todas as partes que compartilham o controle.

Quando uma controlada da Companhia exerce diretamente suas atividades por meio de uma *joint venture*, a participação da Companhia nos ativos controlados em conjunto e quaisquer passivos incorridos em conjunto com os demais controladores é reconhecida nas Demonstrações Contábeis da respectiva controlada e classificada de acordo com sua natureza. Os passivos e gastos incorridos diretamente relacionados a participações nos ativos controlados em conjunto são contabilizados pelo regime de competência. Qualquer ganho proveniente da venda ou do uso da participação da Companhia nos rendimentos dos ativos controlados em conjunto e sua participação em quaisquer despesas incorridas pela *joint venture* são reconhecidos quando for provável que os benefícios econômicos associados às transações serão transferidos para a/da Companhia e seu valor puder ser mensurado de forma confiável.

A Companhia apresenta suas participações em entidades controladas em conjunto, nas suas Demonstrações Contábeis consolidadas, usando o método de consolidação

proporcional. As participações da Companhia nos ativos, passivos e resultados das controladas em conjunto são combinadas com os correspondentes itens nas Demonstrações Contábeis consolidadas da Companhia linha a linha.

3.6. Moeda estrangeira

Na elaboração das Demonstrações Contábeis de cada empresa, as transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional de cada empresa, são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final de cada exercício, os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do exercício. Os itens não monetários que são mensurados pelo custo histórico em uma moeda estrangeira devem ser convertidos, utilizando a taxa vigente da data da transação.

As variações cambiais sobre itens monetários são reconhecidas no resultado no exercício em que ocorrerem, exceto variações cambiais decorrentes de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira relacionados a ativos em construção para uso produtivo futuro, que estão inclusas no custo desses ativos quando consideradas como ajustes aos custos com juros dos referidos empréstimos.

Para fins de apresentação das Demonstrações Contábeis consolidadas, os ativos e passivos das operações da Companhia no exterior são convertidos para reais, utilizando as taxas de câmbio vigentes no fim do exercício. Os resultados são convertidos pelas taxas de câmbio médias do exercício, a menos que as taxas de câmbio tenham flutuado significativamente durante o exercício; neste caso, são utilizadas as taxas de câmbio da data da transação. As variações cambiais resultantes dessas conversões, se houver, são classificadas em resultados abrangentes e acumuladas no patrimônio líquido, sendo atribuídas as participações não controladoras conforme apropriado.

3.7. Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo de alta liquidez com vencimentos originais de três meses ou menos, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

3.8. Contas a receber e provisão para créditos de liquidação duvidosa

As contas a receber de clientes (consumidores e revendedores) são compostas por créditos provenientes do fornecimento e suprimento de energia elétrica, incluídos aqueles decorrentes de energia transacionada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

São reconhecidas inicialmente pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado menos a provisão para créditos de liquidação duvidosa: na prática são normalmente reconhecidas ao valor faturado ajustado pela provisão de *impairment*.

As contas a receber são normalmente liquidadas em um período de até 45 dias, motivo pelo qual os valores contábeis representam substancialmente os valores justos nas datas de encerramento contábil.

Inclui ainda o fornecimento a faturar por serviços prestados e ainda não faturados, originados substancialmente da atividade de distribuição e que são mensurados com base em estimativas tendo como base o histórico de consumo de MW.

3.9. Conta de Consumo de Combustível - CCC

Nos termos da Lei 8.631, de 04 de março de 1993, a Companhia administra os valores relativos aos recolhimentos efetuados pelos concessionários do serviço público de energia elétrica, para crédito na Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, correspondentes às quotas anuais destinadas aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica. Os valores registrados no ativo circulante, em contrapartida ao passivo circulante, correspondem às disponibilidades de recursos, mantidos em conta bancária vinculada, e às quotas não quitadas pelos concessionários. Os valores registrados no ativo são corrigidos pela rentabilidade da aplicação e representam um caixa restrito, não podendo ser utilizado para outros propósitos.

3.10. Depósitos Judiciais

Destinam-se ao atendimento legal e/ou contratual. Estão avaliados pelo custo de aquisição acrescido de juros e correção monetária com base nos dispositivos legais e ajustados por provisão para perda na realização quando aplicável. Tais ativos são considerados como

empréstimos e recebíveis, sendo que o resgate dos mesmos encontra-se condicionado a finalização dos processos judiciais a que esses depósitos se encontram vinculados.

3.11. Almojarifado

Os materiais em almojarifado, classificados no ativo circulante, estão registrados ao custo médio das aquisições, que não excede ao custo de reposição ou ao valor líquido de realização

3.12. Estoque de Combustível Nuclear

O concentrado de urânio em estoque, os serviços correspondentes e os elementos de combustível nuclear utilizados nas usinas termonucleares Angra I e Angra II são registrados pelo custo de aquisição.

Na sua etapa inicial de formação, são adquiridos o minério de urânio e os serviços necessários à sua fabricação, classificados contabilmente no ativo não circulante - realizável a longo prazo, apresentado na rubrica Estoque de Combustível Nuclear. Depois de concluído o processo de fabricação, a parcela relativa à previsão do consumo para os 12 meses subsequentes é classificada no ativo circulante, na rubrica Almojarifado.

O consumo dos elementos de combustível nuclear é apropriado ao resultado do exercício de forma proporcional, considerando a energia mensal efetivamente gerada em relação à energia total prevista para cada elemento do combustível. Periodicamente são realizados inventários e avaliações dos elementos de combustível nuclear que passaram pelo processo de geração de energia elétrica e encontram-se armazenados no depósito de combustível usado.

3.13. Imobilizado

Na data de transição a Companhia avaliou que os ativos de geração, incluindo a geração nuclear e determinados ativos de uso corporativo não foram qualificáveis como estando no escopo do ICPC 01 - Contratos de Concessão (nota 3.14), que deste modo estão demonstrados ao valor de custo, deduzidos de depreciação e pela perda por redução ao valor recuperável acumuladas. São registrados no caso de ativos qualificáveis, os custos de empréstimos capitalizados de acordo com a política contábil da Companhia. Tais

imobilizações são classificadas nas categorias adequadas do imobilizado quando concluídas e prontas para o uso pretendido. A depreciação desses ativos inicia-se quando eles estão prontos para o uso pretendido na mesma base dos outros ativos imobilizados. Os terrenos não sofrem depreciação.

A depreciação é reconhecida com base na vida útil estimada de cada ativo pelo método linear, de modo que o valor do custo menos o seu valor residual após sua vida útil seja integralmente baixado (exceto para terrenos e construções em andamento). A Companhia considera que a vida útil estimada de cada ativo é semelhante às taxas de depreciação determinadas pela ANEEL, as quais são tidas pelo mercado como aceitáveis. Adicionalmente, em conexão com o entendimento da Companhia sobre o atual arcabouço regulatório de concessões e com base em parecer de consultor jurídico independente, foi considerada a indenização ao fim da concessão com base no valor residual contábil, sendo esse fator considerado na mensuração do ativo imobilizado (vide detalhes na Nota 17).

Ativos mantidos por meio de arrendamento mercantil financeiro são depreciados pela vida útil esperada da mesma forma que os ativos próprios ou por um período inferior, se aplicável, conforme termos do contrato de arrendamento em questão.

Um item do imobilizado é baixado após alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso contínuo do ativo. Quaisquer ganhos ou perdas na venda ou baixa de um item do imobilizado são determinados pela diferença entre os valores recebidos na venda e o valor contábil do ativo e são reconhecidos no resultado do exercício.

3.13.1. Custos de empréstimos

Mensalmente são agregados ao custo de aquisição do imobilizado em formação os juros e quando aplicável, a variação incorrida sobre os empréstimos e financiamentos considerando os seguintes critérios para capitalização:

- a) Período de capitalização ocorre quando o ativo qualificável encontra-se em fase de construção, sendo encerrada a capitalização de juros quando o item encontra-se disponível para utilização;
- b) Os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos e financiamentos vigentes na data da capitalização;

- c) Os juros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização;
- d) Os juros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil estimada determinados para o item ao qual foram incorporados.

Os ganhos sobre investimentos decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos e financiamentos específicos ainda não gastos com o ativo qualificável são deduzidos dos custos com empréstimos e financiamentos elegíveis para capitalização, quando o efeito é material.

Todos os demais custos com empréstimos e financiamentos são reconhecidos no resultado do exercício em que são incorridos.

3.14. Contratos de Concessão

A Companhia possui contratos de concessão nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, firmados com o poder concedente em nível de governo federal brasileiro, por períodos que variam entre 20 anos e 35 anos, sendo todos os contratos, por segmento, bastante similares em termos de direitos e obrigações do concessionário e do poder concedente.

O sistema de tarifação da distribuição de energia elétrica é controlado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e tais tarifas são reajustadas anualmente e revisadas a cada período de quatro anos, tendo como base a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da Companhia, considerando os investimentos prudentes efetuados e a estrutura de custos e despesas da empresa de referência. A cobrança pelos serviços ocorre diretamente aos usuários, tendo como base o volume de energia consumido multiplicado pela tarifa autorizada.

O sistema de tarifação da transmissão de energia elétrica dos contratos antigos é regulado pela ANEEL e são efetuadas revisões tarifárias periódicas, sendo que para os novos os contratos de transmissão é estabelecida uma Receita Anual Permitida - RAP, que vigora por todo o prazo de concessão, sendo atualizada anualmente por um índice de inflação e sujeita a revisões periódicas para cobertura de novos investimentos e eventuais aspectos de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

O sistema de tarifação da geração de energia elétrica foi baseado de forma geral, em tarifa regulada até 2004 e após essa data, em conexão com as mudanças na regulamentação do setor foi alterada de base tarifária para um sistema de preços, sendo que as geradoras de energia elétrica podem ter a liberdade de participar em leilões de energia elétrica destinados ao mercado regulado, havendo nesse caso um preço-base, sendo a determinação do preço final determinado através de competição entre os participantes do leilão. Adicionalmente as geradoras de energia elétrica podem efetuar contratos de venda bilaterais com os consumidores que se enquadrem na categoria de consumidores livres (definição com base na potência demandada em MW)

Os prazos das principais concessões estão descritas na Nota 2.

Os contratos de concessão regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição e de transmissão de energia elétrica pela Companhia, onde:

Distribuidoras de energia elétrica

- O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;
- O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o operador tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infra-estrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;
- Ao final da concessão os ativos vinculados à infra-estrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização;

Transmissoras de energia elétrica

- o preço é regulado (tarifa) e denominado Receita Anual Permitida (RAP). A transmissora de energia elétrica não pode negociar preços com usuários. Para alguns contratos, a RAP é fixa e atualizada monetariamente por índice de preços uma vez por ano. Para os demais contratos, a RAP é atualizada monetariamente por índice de preços uma vez ao ano e revisada a cada cinco anos. Geralmente, a RAP de qualquer empresa de transmissão de energia elétrica está sujeita a revisão anual devido ao aumento do ativo e de despesas operacionais decorrentes de modificações, reforços e ampliações de instalações;

- Os bens são reversíveis no final da concessão, com direito de recebimento de indenização (caixa) do poder concedente sobre os investimentos ainda não amortizados.

A ICPC 01 (IFRIC 12) - Contratos de Concessão de Serviços é aplicável a contratos de concessão público-privados nos quais a entidade pública:

- Controla ou regula o tipo de serviços que podem ser fornecidos com recurso às infraestruturas subjacentes;
- Controla ou regula o preço ao qual os serviços são fornecidos;
- Controla/detém um interesse significativo na infraestrutura no final da concessão.

Uma concessão publico-privada apresentará, tipicamente, as seguintes características:

- Uma infraestrutura subjacente à concessão a qual é utilizada para prestar serviços;
- Um acordo/contrato entre o concedente e o operador;
- O operador presta um conjunto de serviços durante a concessão;
- O operador recebe uma remuneração ao longo de todo o contrato de concessão, quer diretamente do concedente, quer dos utilizadores da infraestruturas, ou de ambos;
- As infraestruturas são transferidas para o poder concedente no final da concessão, tipicamente de forma gratuita ou também de forma onerosa.

De acordo com a ICPC 01 (IFRIC 12), as infraestruturas de concessão enquadradas na norma não são reconhecidas pelo operador como ativo imobilizado, uma vez que se considera que o operador não controla tais ativos, passando a ser reconhecidas de acordo com um dos seguintes modelos contábeis, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do operador assumido pelo poder concedente no âmbito do contrato:

a) Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o operador tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização das infraestruturas abrangidas pela concessão e resulta no registro de um ativo financeiro, o qual foi classificado como empréstimos e recebíveis.

b) Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o operador, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização das infraestruturas (risco de procura) em relação à concessão e resulta no registro de um ativo intangível.

c) Modelo Misto

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui simultaneamente compromissos de remuneração garantidos pelo concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão.

Com base nas características estabelecidas nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia e suas controladas e nos requerimentos da norma, os seguintes ativos são reconhecidos sobre o negócio de distribuição elétrica:

- Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e
- Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) será classificada como um ativo intangível em virtude de sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

A infra-estrutura recebida ou construída da atividade de distribuição é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

- Parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia e potência consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e
- Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do poder concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

As concessões de distribuição de energia elétrica da Companhia e suas controladas não são onerosas. Desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

Para a atividade de transmissão de energia elétrica a Receita Anual Permitida -RAP é recebida das empresas que utilizam sua infraestrutura por meio de tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST). Essa tarifa resulta do rateio entre os usuários de transmissão de alguns valores específicos; (i) a RAP de todas as transmissoras; (II) os serviços prestados pelo Operador Nacional do Sistema - ONS; e (iii) os encargos regulatórios.

O poder concedente delegou às geradoras, distribuidoras, consumidores livres, exportadores e importadores o pagamento mensal da RAP, que por ser garantida pelo arcabouço regulatório de transmissão, constitui-se em direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, deste modo o risco de crédito é baixo.

Considerando que a Companhia não se encontra exposta a riscos de crédito e demanda e que a receita é auferida com base na disponibilidade da linha de transmissão, toda infraestrutura foi registrada como ativo financeiro.

O ativo financeiro inclui ainda a indenização que será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

No negócio de geração de energia, com exceção de Itaipu, e da Amazonas Energia, a ICPC 01 (IFRIC 12) não é aplicável, mantendo a infraestrutura classificada no ativo imobilizado. Contudo, a norma é aplicável à distribuição e transmissão de energia elétrica, e esses negócios se enquadram no modelo misto (bifurcado) e no modelo financeiro, respectivamente.

No tocante a atividade de geração a Companhia considerou os seguintes aspectos:

- Geração hidráulica e térmica - não aplicável tendo em vista as características de preço e não de tarifa regulada. A única exceção refere-se a geração da Amazonas Energia que é destinada exclusivamente para a operação de distribuição e que possui um mecanismo tarifário específico;

- Geração nuclear - Possui um sistema de tarifação definido, porém difere dos demais contratos de geração por ser uma autorização e não uma concessão, não havendo prazo definido para o fim da autorização bem como as características de controle significativo dos bens por parte do concedente ao final do período de autorização.

Com relação a Itaipu toda infraestrutura foi classificada como estando no escopo ICPC 01 (IFRIC 12) em função dos seguintes fatos específicos:

- Itaipu Binacional é regida por um Tratado Binacional de 1973 em que foram estabelecidas as condições tarifárias, sendo a base de formação da tarifa determinada exclusivamente para cobrir as despesas e o serviço da dívida dessa Companhia;

- A base tarifária e os termos de comercialização estarão vigentes até 2023, o que corresponde a parte significativa da vida-útil da planta.

A infraestrutura foi classificada como um ativo financeiro levando-se em consideração os seguintes aspectos:

- O fluxo financeiro foi estabelecido de forma preponderante a permitir o pagamento do serviço da dívida, que tem vencimento final em 2023;

- A comercialização de energia de Itaipu foi sub-rogada a Companhia porém foi originada de contratos previamente assinados com as distribuidoras em foram previamente definidas as condições de pagamento;

- Através da lei 10.438 de 26 de abril de 2002 foram sub-rogados à Companhia os compromissos de aquisição e repasse às concessionárias de distribuição dos serviços de eletricidade de Itaipu Binacional firmados por Furnas e Eletrosul, subsidiárias da Eletrobras, com as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Dívidas oriundas de comercialização de energia de Itaipu Binacional foram renegociadas junto à Companhia dando origem a contratos de financiamento. Tais dívidas foram inicialmente registradas a valor justo, e subsequentemente mensuradas pelo custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

-Os termos do tratado garantem o reembolso a Companhia mesmo nos casos de falta de capacidade de geração de energia ou problemas operacionais com a planta.

3.15. Ativo financeiro - Concessão

A Companhia reconhece um crédito a receber do poder concedente (ou de quem o poder concedente tenha outorgado) quando possui direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização pelos investimentos efetuados pelas distribuidoras e transmissoras de energia elétrica e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados com base na parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão. Os ativos de distribuição de energia elétrica são remunerados com base na remuneração WACC regulatório, sendo esse fator incluído na base tarifária e os de transmissão são remunerados com base na taxa interna de retorno do empreendimento.

Estas contas a receber são classificadas entre circulante e não circulante considerando a expectativa de recebimento destes valores, tendo como base a data de encerramento das concessões.

A Companhia reconhece como um ativo intangível o direito de cobrar os usuários pelos serviços prestados de distribuição de energia elétrica. O ativo intangível é determinado como sendo o valor residual da receita de construção auferida para a construção ou aquisição da infraestrutura realizados pela Companhia e o valor do ativo financeiro referente ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização.

O ativo é apresentado líquido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia, ou o prazo final da concessão, o que ocorrer primeiro. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil econômica nas quais os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão.

O ativo intangível tem sua amortização iniciada quando este está disponível para uso, em seu local e na condição necessária para que seja capaz de operar da forma pretendida pela Companhia. A amortização é cessada quando o ativo tiver sido totalmente consumido ou baixado, deixando de integrar a base de cálculo da tarifa de prestação de serviços de concessão, o que ocorrer primeiro.

A Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade dos seus ativos utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos (vide Nota 20).

3.16. Ativos intangíveis

Os ativos intangíveis compreendem basicamente os direitos de uso da concessão, ágio na aquisição de investimentos e gastos específicos associados à aquisição de direitos (softwares), acrescidos dos respectivos custos de implantação, quando aplicável.

Ativos intangíveis com vida útil definida adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas.

A Companhia e algumas controladas possuem contratos de concessão onerosa com a União para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica em determinadas usinas.

Esses ativos estão registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo de não circulante.

3.16.1 Gastos com Estudos e Projetos

Os gastos efetuados com estudos e projetos, inclusive de viabilidade e inventários de aproveitamento hidroelétricos e de linhas de transmissão, são reconhecidos como despesa operacional quando incorridos até que se tenha a comprovação efetiva da viabilidade

econômica de sua exploração ou a outorga da concessão ou autorização. A partir da concessão e/ou autorização para exploração do serviço público de energia elétrica ou, da comprovação da viabilidade econômica do projeto, os gastos incorridos passam a ser capitalizados como custo do desenvolvimento do projeto. Atualmente a Companhia não possui valores capitalizados referente a gastos com estudos e projetos.

A Companhia reconhece como um ativo intangível o direito de cobrar os usuários pelos serviços prestados de distribuição de energia elétrica. O ativo intangível é determinado como sendo o valor residual da receita de construção auferida para a construção ou aquisição da infraestrutura realizados pela Companhia e o valor do ativo financeiro referente ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização.

O ativo é apresentado líquido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia, ou o prazo final da concessão, o que ocorrer primeiro. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil econômica nas quais os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão.

O ativo intangível tem sua amortização iniciada quando este está disponível para uso, em seu local e na condição necessária para que seja capaz de operar da forma pretendida pela Companhia. A amortização é cessada quando o ativo tiver sido totalmente consumido ou baixado, deixando de integrar a base de cálculo da tarifa de prestação de serviços de concessão, o que ocorrer primeiro.

Inclui ainda, os direitos decorrentes de concessões adquiridas e a pagar, substancialmente através das sociedades de propósito específico (SPE).

3.17. Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros, excluindo o ágio

No fim de cada exercício, a Companhia avalia se há alguma indicação de que seus ativos não financeiros sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda, se houver. Quando não for possível estimar o

montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia calcula o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo.

Quando uma base de alocação razoável e consistente pode ser identificada, os ativos corporativos também são alocados às unidades geradoras de caixa individuais ou ao menor grupo de unidades geradoras de caixa para o qual uma base de alocação razoável e consistente possa ser identificada.

O montante recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente pela taxa de desconto, antes dos impostos, que reflita uma avaliação atual de mercado do valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros não foi ajustada.

Se o montante recuperável de um ativo (ou unidade geradora de caixa) calculado for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa) é reduzido ao seu valor recuperável. A perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

Quando a perda por redução ao valor recuperável é revertida subsequentemente, ocorre o aumento do valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa) para a estimativa revisada de seu valor recuperável, desde que não exceda o valor contábil que teria sido determinado, caso nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida para o ativo (ou unidade geradora de caixa) em exercícios anteriores. A reversão da perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

Em função do histórico de prejuízos operacionais das distribuidoras, a Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos resultando um valor superior àquele registrado contabilmente (vide nota explicativa 20).

3.18. Ágio

O ágio resultante de uma combinação de negócios é demonstrado ao custo na data da combinação do negócio, líquido da perda acumulada no valor recuperável, se aplicável.

Para fins de teste de redução no valor recuperável, o ágio é alocado para cada uma das unidades geradoras de caixa da Companhia (ou grupos de unidades geradoras de caixa) que irão se beneficiar das sinergias da combinação.

Considerando que as operações de investimento da Companhia estão atreladas a operações que possuem contratos de concessão, o ágio decorrente da aquisição de tais entidades representa o direito de concessão com vida útil definida, sendo reconhecido como ativo intangível da concessão, e a amortização efetuada de acordo com o prazo de concessão.

3.19. Combinações de Negócios

As combinações de negócios ocorridas até 31 de dezembro de 2008 foram contabilizadas de acordo com a instrução CVM 247/1996. Os ágios e deságios apurados nas aquisições de participações de acionistas não controladores após 01 de janeiro de 2009 foram alocados integralmente ao contrato de concessão e reconhecidos no ativo intangível.

3.20. Tributação

A despesa com imposto de renda e contribuição social representa a soma dos impostos correntes e diferidos.

3.20.1. Impostos correntes

A provisão para imposto de renda e contribuição social (IRPJ e CSLL) está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado, porque exclui receitas ou despesas tributáveis ou dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada individualmente por cada empresa da Companhia com base nas alíquotas vigentes ao final do exercício.

3.20.2. Impostos diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos (“impostos diferidos”) são reconhecidos sobre as diferenças temporárias no final de cada período de relatório entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas Demonstrações Contábeis e as bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos

fiscais, quando aplicável. Os impostos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os impostos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a empresa apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada no final de cada período de relatório e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no período no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada período de relatório, ou quando uma nova legislação tiver sido substancialmente aprovada. A mensuração dos impostos diferidos ativos e passivos reflete as consequências fiscais que resultariam da forma na qual a Companhia espera, no final de cada período de relatório, recuperar ou liquidar o valor contábil desses ativos e passivos.

Os impostos correntes e diferidos são reconhecidos no resultado, exceto quando correspondem a itens registrados em Outros resultados abrangentes, ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os impostos correntes e diferidos também são reconhecidos em Outros resultados abrangentes ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente.

3.21. Concessões a pagar

A Companhia e algumas controladas possuem contratos de concessão onerosa com a União para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica em determinadas usinas.

Os valores identificados nos contratos estão a preços futuros e, portanto, a Companhia e essas controladas ajustaram a valor presente esses contratos com base na taxa de desconto apurada na data da obrigação.

A atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária está sendo capitalizada no ativo durante a construção das Usinas e será, a partir da data da entrada em operação comercial, reconhecida diretamente no resultado:

Esses ativos estão registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo não circulante.

3.22. Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando uma entidade da Companhia for parte das disposições contratuais do instrumento.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo no resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado.

3.22.1. Ativos financeiros

Os ativos financeiros estão classificados nas seguintes categorias específicas: ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial.

(a) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Os ativos financeiros são classificados ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação com o propósito de venda no curto prazo ou designados pelo valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado são demonstrados ao valor justo, e quaisquer ganhos ou perdas resultantes são reconhecidos no resultado. Ganhos e perdas líquidos reconhecidos no resultado incorporam os dividendos ou juros auferidos

pelo ativo financeiros, sendo incluídos na rubrica Outras receitas e de despesas financeiras, na demonstração do resultado.

(b) Investimentos mantidos até o vencimento

Os investimentos mantidos até o vencimento correspondem a ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e data de vencimento fixa que a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Após o reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, menos eventual perda por redução ao valor recuperável.

(c) Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e que não são cotados em um mercado ativo. Os empréstimos e recebíveis (inclusive contas a receber de clientes e outras, caixa e equivalentes de caixa, e outros) são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução do valor recuperável.

A receita de juros é reconhecida através da aplicação da taxa de juros efetiva.

(d) Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda correspondem a ativos financeiros não derivativos designados como “disponíveis para venda” ou não são classificados como:

- ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado,
- investimentos mantidos até o vencimento, ou
- empréstimos e recebíveis. São inicialmente registrados pelo seu valor de aquisição, que é o valor justo do preço pago, incluindo as despesas de transação. Após o reconhecimento inicial, são reavaliados pelos valores justos por referência ao seu valor de mercado, sem qualquer dedução relativa a custo de transação que possa ocorrer até a sua venda.

3.22.2. Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Ativos financeiros, exceto aqueles designados pelo valor justo por meio do resultado, são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada período de relatório. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

No caso de investimentos de capital classificados como disponíveis para venda, uma queda relevante ou prolongada no valor justo do título abaixo de seu custo também é uma evidência de que os ativos estão deteriorados. Se qualquer evidência desse tipo existir para ativos financeiros disponíveis para venda, o prejuízo cumulativo - medido como a diferença entre o custo de aquisição e o valor justo atual, menos qualquer prejuízo por *impairment* sobre o ativo financeiro reconhecido anteriormente no resultado - será retirado do patrimônio e reconhecido na demonstração consolidada do resultado. Perdas por *impairment* reconhecidas na demonstração do resultado em instrumentos patrimoniais não são revertidas por meio da demonstração consolidada do resultado. Se, em um período subsequente, o valor justo de um instrumento da dívida classificado como disponível para venda aumentar, e o aumento puder ser objetivamente relacionado a um evento que ocorreu após a perda por *impairment* ter sido reconhecido no resultado, a perda por *impairment* é revertida por meio de demonstração do resultado.

3.22.3. Baixa de ativos financeiros

A Companhia baixa um ativo financeiro, apenas quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa provenientes desse ativo expiram, ou transfere o ativo, e substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade para outra empresa. Se a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do ativo financeiro, mas continuar a controlar o ativo transferido, a Companhia reconhece a participação retida e o respectivo passivo nos valores que terá de pagar. Se reter substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo da propriedade do ativo financeiro transferido, a Companhia continua reconhecendo esse ativo, além de um empréstimo garantido pela receita recebida.

Na baixa de um ativo financeiro, a diferença entre o valor contábil do ativo e a soma da contrapartida recebida e a receber e o ganho ou a perda acumulado que foi reconhecido em Outros resultados abrangentes e acumulado no patrimônio é reconhecida no resultado.

3.22.4. Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado ou Empréstimos e financiamentos.

(a) Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Os passivos financeiros são classificados como ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação no curto prazo ou designados ao valor justo por meio do resultado. Os passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são demonstrados ao valor justo, e os respectivos ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado.

(b) Empréstimos e financiamentos

Empréstimos e financiamentos são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários e pontos pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

3.22.5. Contratos de garantia financeira

Contrato de garantia financeira consiste em contrato que requer que o emitente efetue pagamentos especificados, a fim de reembolsar o detentor por perda que incorre devido ao fato de o devedor especificado não efetuar o pagamento na data prevista, de acordo com as condições iniciais ou alteradas de instrumento de dívida.

Garantias financeiras são inicialmente reconhecidas nas demonstrações financeiras pelo valor justo na data de emissão da garantia. Subsequentemente as obrigações em relação

a garantias são mensuradas pelo maior valor inicial menos a amortização das taxas reconhecidas, e melhor estimativa do valor requerido para liquidar a garantia.

Essas estimativas são definidas com base na experiência de transações similares e no histórico de perdas passadas junto com o julgamento da Administração da companhia. As taxas recebidas são reconhecidas com base no método linear ao longo da vida da garantia. Qualquer aumento de obrigações em relação as garantias são apresentadas quando ocorridas nas despesas operacionais.

3.22.6 Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia não possui instrumentos financeiros derivativos para administrar a sua exposição a riscos de taxa de juros e câmbio, incluindo contratos de câmbio a termo, swaps de taxa de juros e de moedas. A Nota 43 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos. Determinadas controladas em conjunto contrataram operações de derivativos, sendo que em alguns casos foi aplicado a política de *hedge accounting*.

Os derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data de contratação e são posteriormente remensurados pelo valor justo no encerramento do exercício. Eventuais ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente, a menos que o derivativo seja designado e efetivo como instrumento de *hedge*; nesse caso, o momento do reconhecimento no resultado depende da natureza da relação de *hedge*.

3.22.7. Derivativos embutidos

Os derivativos embutidos em contratos principais não derivativos são tratados como um derivativo separadamente quando seus riscos e suas características não forem estreitamente relacionados aos dos contratos principais e estes não forem mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

3.22.8. Contabilização de *hedge*

A Companhia possui política de contabilização de *hedge*, porém, atualmente com exceção das operações de determinadas SPEs, não possui transações classificadas como tal. Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de *hedge* são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo

reavaliados subsequentemente também ao valor justo. Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

No início da relação de *hedge*, a Companhia documenta a relação entre o instrumento de *hedge* e o item objeto de *hedge* com seus objetivos na gestão de riscos e sua estratégia para assumir variadas operações de *hedge*. Adicionalmente, no início do *hedge* e de maneira continuada, a Companhia documenta se o instrumento de *hedge* usado em uma relação de *hedge* é altamente efetivo na compensação das mudanças de valor justo ou fluxo de caixa do item objeto de *hedge*, atribuível ao risco sujeito a *hedge*.

Para os fins de contabilidade de *hedge*, a Companhia utiliza as seguintes classificações:

(a) “*hedges*” de valor justo

Mudanças no valor justo dos derivativos designados e qualificados como *hedge* de valor justo são registradas no resultado com quaisquer mudanças no valor justo dos itens objetos de *hedge* atribuíveis ao risco protegido. As mudanças no valor justo dos instrumentos de *hedge* e no item objeto de *hedge* atribuível ao risco de *hedge* são reconhecidas na demonstração do resultado.

(b) “*hedges*” de fluxo de caixa

A parte efetiva das mudanças no valor justo dos derivativos que for designada e qualificada como *hedge* de fluxo de caixa é reconhecida em outros resultados abrangentes. Os ganhos ou as perdas relacionados à parte inefetiva são reconhecidos imediatamente no resultado.

Os valores anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio são reclassificados para o resultado no exercício em que o item objeto de *hedge* é reconhecido no resultado.

3.23. Obrigações com funcionários

3.23.1 Obrigações de aposentadoria

As empresas da Companhia operam vários planos de pensão, os quais são geralmente financiados por pagamentos a seguradoras ou fundos fiduciários determinados por cálculos

atuariais periódicos. A Companhia possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida. Um plano de contribuição definida é um plano de pensão segundo o qual a Companhia faz contribuições fixas a uma entidade separada. A Companhia não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar a todos os empregados os benefícios relacionados com os serviços dos empregados nos exercícios correntes e anteriores. Um plano de benefício definido é diferente de um plano de contribuição definida, visto que em tais planos de benefício definido estabelecem um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração.

O passivo reconhecido no balanço patrimonial com relação aos planos de benefício definido é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano, com os ajustes de custos de serviços passados não reconhecidos. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método da unidade de crédito projetada. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em Outros Resultados Abrangentes.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado, a menos que as mudanças do plano de pensão estejam condicionadas à permanência do empregado no emprego, por um período de tempo específico (o período no qual o direito é adquirido). Nesse caso, os custos de serviços passados são amortizados pelo método linear durante o período em que o direito foi adquirido.

Com relação aos planos de contribuição definida, a Companhia faz contribuições para planos de seguro de pensão públicos ou privados de forma obrigatória, contratual ou voluntária. A Companhia não tem nenhuma obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso em dinheiro ou uma redução dos

pagamentos futuros estiver disponível. A Companhia adota a prática de reconhecer integralmente os ganhos e perdas atuariais em outros resultados abrangentes.

3.23.2 Outras obrigações pós-emprego

Algumas empresas da Companhia oferecem benefício de assistência médica pós-aposentadoria a seus empregados, além de seguro de vida para ativos e inativos. O direito a esses benefícios é, geralmente, condicionado à permanência do empregado no emprego até a idade de aposentadoria e a conclusão de um tempo mínimo de serviço. Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período do emprego, dispondo da mesma metodologia contábil que é usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em Outros Resultados Abrangentes no período esperado de serviço remanescente dos funcionários. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados.

3.23.3 Participação nos resultados

A Companhia reconhece um passivo e uma despesa de participação nos resultados com base em uma fórmula que leva em conta o lucro atribuível aos acionistas da Companhia após certos ajustes. A Companhia reconhece uma provisão quando está contratualmente obrigada ou quando há uma prática passada que criou uma obrigação não formalizada (obrigação construtiva).

3.24. Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável. O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante).

3.24.1. Provisão para desmobilização de ativos

Conforme previsto nos pronunciamentos CPC 25 e IAS 37, é constituída provisão ao longo do tempo de vida útil econômica de usinas term nucleares, com o objetivo de alocar ao respectivo período de operação os custos a serem incorridos com sua desativação técnico-operacional, ao término da sua vida útil, estimada em quarenta anos.

Os valores são apropriados ao resultado do exercício a valor presente, com base em quotas anuais fixadas em dólares norte americanos, a razão de 1/40 dos gastos estimados, registrados imediatamente e convertidos pela taxa de câmbio do final de cada período de competência. O passivo relativo ao descomissionamento é mantido atualizado pela variação do dólar norte americano (vide Nota 33).

3.24.2. Provisão para obrigações legais vinculadas a processos judiciais

As provisões judiciais são constituídas sempre que a perda for avaliada como provável, que ocasionaria uma provável saída de recursos para a liquidação das obrigações e quando os montantes envolvidos forem mensuráveis com suficiente segurança levando em conta a opinião dos assessores jurídicos, a natureza das ações, similaridade com processos anteriores, complexidade e no posicionamento de tribunais.

3.24.3. Contratos onerosos

Obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo do mesmo contrato.

3.25. Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC

Adiantamentos de recursos recebidos do acionista controlador e destinados a aporte de capital, são concedidos em caráter irrevogável. São classificados como passivo não circulante e reconhecidos inicialmente pelo valor justo e subsequentemente atualizados pela taxa SELIC.

3.26. Capital Social

As ações ordinárias e as preferenciais são classificadas no patrimônio líquido.

Os custos incrementais diretamente atribuíveis à emissão de novas ações são demonstrados no patrimônio líquido como uma dedução do valor captado, líquida de impostos.

Quando a Companhia compra suas próprias ações (ações em tesouraria), o valor pago, incluindo quaisquer custos adicionais diretamente atribuíveis (líquidos do imposto de renda), é deduzido do capital atribuível aos acionistas da Companhia até que as ações sejam canceladas ou reemitidas. Quando essas ações são subseqüentemente, reemitidas, qualquer valor recebido, líquido de quaisquer custos adicionais da transação, diretamente atribuíveis e dos respectivos efeitos do imposto de renda e da contribuição social, é incluído no capital atribuível aos acionistas da Companhia.

3.27. Juros sobre o Capital Próprio - JCP e distribuição de dividendos

O JCP imputado aos dividendos do exercício, é calculado tendo como limite uma porcentagem sobre o patrimônio líquido, usando a Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP estabelecida pelo Governo Brasileiro, conforme exigência legal, limitado a 50% do lucro líquido do exercício ou 50% das reservas de lucro, antes de incluir o lucro do próprio exercício, o que for maior.

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, ainda não aprovado em Assembléia Geral, devem ser apresentados no Patrimônio Líquido, em conta específica denominada Dividendos adicionais propostos.

3.28. Outros resultados abrangentes

Outros resultados abrangentes compreendem itens de receita e despesa que não são reconhecidos na demonstração do resultado. Os componentes dos outros resultados abrangentes incluem:

- Ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido;
- Ganhos e perdas derivados de conversão de demonstrações contábeis de operações no exterior;
- Ajuste de avaliação patrimonial relativo aos ganhos e perdas na remensuração de ativos financeiros disponíveis para venda; e

- Ajuste de avaliação patrimonial relativo à efetiva parcela de ganhos ou perdas de instrumentos de *hedge* em *hedge* de fluxo de caixa.

3.29. Reconhecimento de receita

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de quaisquer estimativas de devoluções concedidos ao comprador e outras deduções similares.

3.29.1. Venda de energia e serviços

a) Geração e Distribuição:

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos impostos e dos eventuais descontos incidentes sobre a mesma. A receita de venda de energia e serviços é reconhecida quando é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluirão para a Companhia; o valor da receita pode ser mensurado com confiabilidade; os riscos e os benefícios relacionados à venda foram transferidos para o comprador; os custos incorridos ou a serem incorridos relacionados à transação pode ser mensurados com confiabilidade; e a Companhia não detém mais o controle e a responsabilidade sobre a energia vendida. Inclui também a receita de construção vinculada ao segmento de distribuição de energia elétrica.

b) Transmissão:

- Receita financeira decorrente da remuneração do ativo financeiro até o final do período da concessão auferida de modo pró-rata e que leva em consideração a taxa média de retorno dos investimentos.
- Receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.
- Receita de construção para as expansões que gerem receita adicional. Considerando que esses serviços são realizados por terceiros a Companhia não apura margem de construção.

3.29.2. Receita de dividendos e juros

A receita de dividendos proveniente de investimentos em controladas e coligadas é reconhecida quando o direito do acionista de receber tais dividendos é estabelecido e desde que seja provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade.

A receita de ativo financeiro de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial desse ativo.

3.30. Arrendamento

Os arrendamentos são classificados como financeiros sempre que os termos do contrato de arrendamento transferirem substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do bem para o arrendatário. Todos os demais contratos de arrendamento são classificados como operacionais.

Os pagamentos referentes aos arrendamentos operacionais são reconhecidos como despesa pelo método linear pelo período de vigência do contrato, exceto quando outra base sistemática é mais representativa para refletir o momento em que os benefícios econômicos do ativo arrendado são consumidos. Os pagamentos contingentes oriundos de arrendamentos operacionais são reconhecidos como despesa no exercício em que são incorridos.

Os ativos adquiridos através de contrato de arrendamento financeiro são depreciados com base no mais curto dos períodos: a vida útil dos ativos ou o período da durante o qual esse ativo será arrendado.

3.31. Subvenções governamentais

As subvenções governamentais são reconhecidas sistematicamente no resultado durante os exercícios nos quais a Companhia reconhece como despesas os correspondentes custos que as subvenções pretendem compensar. As subvenções governamentais recebíveis como compensação por despesas já incorridas com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato à Companhia, sem custos futuros correspondentes, são

reconhecidas no resultado do período em que forem recebidas e apropriadas à reserva de lucros e não destinadas a distribuição de dividendos.

3.32. Apuração do resultado do exercício

O resultado é apurado pelo regime contábil de competência dos exercícios.

3.33. Paradas Programadas

Os custos incorridos antes e durante as paradas programadas de usinas e linhas de transmissão são apropriados ao resultado no período em que forem incorridos.

3.34. Lucro básico e lucro diluído

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuído aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações em circulação (total de ações menos as ações em tesouraria). O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações em circulação, para presumir a conversão de todas as ações potenciais diluídas, de acordo com o CPC 41 (IAS 33).

3.35. Apresentação de relatórios por segmentos

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos relatórios operacionais são fornecidos para o principal tomador de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é o Conselho de Administração responsável inclusive pela tomada das decisões estratégicas da Companhia.

3.36. Demonstração do Valor Adicionado - DVA

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas Demonstrações Contábeis individuais e como informação suplementar às Demonstrações Contábeis consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRSs.

NOTA 4 - ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

Estimativas contábeis são aquelas decorrentes da aplicação de julgamentos subjetivos e complexos, por parte da Administração da Companhia e suas controladas, frequentemente como decorrentes da necessidade de reconhecer impactos importantes para demonstrar adequadamente a posição patrimonial e de resultado das entidades. As estimativas contábeis tornam-se críticas à medida que aumenta o número de variáveis e premissas que afetam a condição futura dessas incertezas, tornando os julgamentos ainda mais subjetivos e complexos.

Na preparação das presentes Demonstrações Contábeis da Companhia e de suas controladas a Administração adotou estimativas e premissas baseada na experiência histórica e outros fatores que entendem como razoáveis e relevantes para a sua adequada apresentação. Ainda que estas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Administração da Companhia e de suas controladas, a materialização sobre o valor contábil de ativos e passivos e de resultado das operações são inerentemente incertos, por decorrer do uso de julgamento.

No que se refere às estimativas contábeis avaliadas como sendo as mais críticas, a Administração da Companhia e de suas controladas formam seus julgamentos sobre eventos futuros, variáveis e premissas, como a seguir:

I) Ativo Fiscal Diferido - o método para apuração e contabilização do IRPJ e CSLL passivos é aplicado para determinação do IRPJ e CSLL diferidos gerados por diferenças temporárias entre o valor contábil dos ativos e passivos e seus respectivos valores fiscais e para compensação com prejuízos fiscais e bases negativas de CSLL acumulados. Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados e reconhecidos utilizando-se as alíquotas aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas. O lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido.

II) Provisão para redução do valor recuperável de ativos de longa duração - A Administração da Companhia e de suas controladas adotam variáveis e premissas em teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração para determinação do valor recuperável de ativos e reconhecimento de *impairment*, quando necessário. Nesta

prática são aplicados julgamentos baseados na experiência histórica na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa que podem eventualmente não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada, que representa as práticas determinadas pela ANEEL aplicáveis sobre os ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor. Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas pela Administração na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos inerentemente incertos. Dentre estes eventos destacam-se a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica, taxa de crescimento da atividade econômica no país, disponibilidade de recursos hídricos, além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica detidas pelas empresas controladas da Companhia, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada pela Administração a premissa de indenização contratualmente prevista, quando aplicável, pelo valor contábil residual existente ao final do prazo das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

III) Provisão para desmobilização de ativos - A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas termoeletricas. Para determinar o valor da provisão, premissas e estimativas são feitas em relação às taxas de desconto, ao custo esperado para a desativação e remoção de toda a usina do local e à época esperada dos referidos custos.

IV) Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público - A Companhia adota a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão, com direito de recebimento integral de indenização do poder concedente sobre os investimentos ainda não amortizados. Existe discussão de interpretação legal e regulatória sobre a base de determinação do valor indenizável, havendo diferentes interpretações. Com base nas disposições contratuais e nas interpretações dos aspectos legais e regulatórios, a Companhia baseada em parecer de consultor jurídico independente adotou a premissa de que será indenizada pelo valor residual contábil ao final da concessão. Essa determinação impactou a base de formação dos ativos de geração que possuem cláusula de indenização prevista nos contratos e das operações de transmissão e distribuição de energia elétrica que foram classificadas no escopo da ICPC-01(IFRIC-12).

V) Obrigações atuariais

As obrigações atuariais são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes e os resultados reais futuros das estimativas contábeis utilizadas nestas Demonstrações Contábeis podem ser distintos, sob variáveis, premissas e condições diferentes daquelas existentes e utilizadas à época do julgamento efetuado.

VI) Vida útil dos bens do imobilizado

As controladas da Eletrobrás utilizam os critérios definidos na resolução ANEEL n.367, de 02 de junho de 2009, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado.

NOTA 5 - NORMAS, ALTERAÇÕES E INTERPRETAÇÕES DE NORMAS QUE AINDA NÃO ESTÃO EM VIGOR

As alterações e interpretações a seguir foram publicadas e são obrigatórias para os períodos contábeis iniciados após 1º de janeiro de 2011, e não houve adoção antecipada dessas normas por parte da Companhia exceto pelo IAS 24.

a) IAS 12 Imposto de renda

Norma corrigida em dezembro de 2010, esclarece quanto a dificuldade de mensuração se a recuperabilidade de um ativo se dará através da venda ou do uso quando o ativo estiver classificado como propriedade para investimento. A presunção apresentada nessa correção é de que o valor desse ativo será recuperado normalmente através da venda. A Administração da Companhia está avaliando esse impacto nas Demonstrações Contábeis.

b) IAS 24 Revisado (revisado), Divulgações de Partes Relacionadas

Emitido em novembro de 2009 e substitui o IAS 24, Divulgações de Partes Relacionadas, emitido em 2003. O IAS 24 (revisado) é obrigatório para períodos iniciando em ou após 1º de janeiro de 2011. Como a aplicação prévia, no todo ou em parte, é permitida, houve adoção antecipada dessa norma. Os efeitos dessa são de divulgação e não trarão impactos significativos nas Demonstrações Contábeis da Companhia.

c) IFRS 9 Instrumentos Financeiros

Emitida em novembro de 2009, esta norma introduz novas exigências para classificar e mensurar os ativos financeiros. A norma será aplicável a partir de 1º de janeiro de 2013, e sua adoção antecipada é permitida. A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento. Não é esperado que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia.

d) IFRIC 19 Extinção dos Passivos Financeiros com Instrumentos Patrimoniais

Pronunciamento está em vigor desde 1º de julho de 2010. Esclarece as exigências do IASB quando uma entidade renegocia os termos de um passivo financeiro com seu credor, e este concorda em aceitar as ações da entidade ou outros instrumentos de capital para liquidar o passivo financeiro total ou parcialmente. A Companhia aplicará a interpretação a partir de 1º de janeiro de 2011. A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento e não se espera que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia ou da controladora.

e) Alteração ao IFRIC 14 e IAS 19 - Limite de Ativo de Benefício Definido, Exigências Mínimas de Provimento de Recursos (funding) e sua Interação

Retira as consequências não intencionais que surgem do tratamento de pagamentos antecipados, no qual há uma exigência mínima de provimento de recursos. Os resultados nos pagamentos antecipados das contribuições em determinadas circunstâncias são reconhecidos como ativo, em vez de despesa. As alterações entraram em vigor em 1º de janeiro de 2011. A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento e não é esperado que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia ou da controladora.

f) Alteração ao IFRS 7 Instrumentos Financeiros

Enfatiza a interação entre divulgações quantitativas e qualitativas sobre a natureza e a extensão dos riscos associados com os instrumentos financeiros. O pronunciamento é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2011 de forma retroativa. A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento e

não é esperado que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia ou da controladora.

g) Alteração ao IAS 1 Apresentação das Demonstrações Contábeis

Esclarece que uma entidade apresentará uma análise de outros resultados abrangentes para cada componente do patrimônio líquido, na demonstração das mutações do patrimônio líquido ou nas notas explicativas às demonstrações contábeis. O pronunciamento é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2011, de forma retroativa. A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento e não é esperado que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia ou da controladora.

h) Alteração ao IAS 34 Apresentação de Relatórios Financeiros Intermediários

Oferece orientação para ilustrar como aplicar os princípios de divulgação no IAS 34 e acrescenta exigências de divulgação acerca de: a) circunstâncias que provavelmente afetarão os valores justos dos instrumentos financeiros e sua classificação; b) transferências de instrumentos financeiros entre níveis diferentes da hierarquia do valor justo; c) mudanças na classificação dos ativos financeiros; e d) mudanças nos passivos e ativos contingentes. O pronunciamento é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2011. A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento, porém não é esperado que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia ou da controladora.

i) Alteração ao IFRIC 13 Programas de Fidelização de Clientes

O significado de "valor justo" é esclarecido no contexto de mensuração de concessão de créditos nos programas de fidelização de clientes. O pronunciamento é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2011. A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento e não é esperado que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia ou da controladora.

j) Alteração no IAS 32, Instrumentos Financeiros: Apresentação - Classificação dos Direitos de Ações

Alteração emitida em outubro de 2009. A alteração aplica-se a períodos anuais iniciando em/ou após 1º de fevereiro de 2010. Aplicação antecipada é permitida. A alteração

aborda a contabilização de direitos de ações denominados em outra moeda que não a funcional do emissor. Contanto que determinadas condições sejam atendidas, esses direitos de ações agora são classificados como patrimônio, independente da moeda em que o preço de exercício é denominado. Anteriormente, as ações tinham de ser contabilizadas como passivos derivativos. A alteração aplica-se retroativamente, de acordo com o IAS 8 "Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativas Contábeis e Erros". A Companhia está avaliando os possíveis efeitos que poderão surgir com a adoção deste pronunciamento e não é esperado que exista impacto significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia ou da controladora.

Não existem outras normas e interpretações emitidas e ainda não adotadas que possam, na opinião da Administração, ter impacto significativo no resultado ou no patrimônio divulgado pela Companhia em suas Demonstrações Contábeis.

NOTA 6 - TRANSIÇÃO PARA O IFRS

6.1 - Base da transição para o IFRS

6.1.1 - Aplicação do IFRS 1

As Demonstrações Contábeis consolidadas da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 são as primeiras Demonstrações Contábeis consolidadas anuais em conformidade com os IFRSs. A Companhia aplicou o IFRS 1 na preparação dessas Demonstrações Contábeis consolidadas.

A data de transição da Companhia é 1º de janeiro de 2009. A Companhia preparou seu balanço patrimonial de abertura segundo o IFRS nessa data.

Na preparação das Demonstrações Contábeis de acordo com o IFRS 1, a Companhia aplicou as exceções obrigatórias relevantes e certas isenções opcionais em relação à aplicação completa retrospectiva do IFRS.

6.1.2 - Isenções da aplicação retrospectiva completa adotadas pela Companhia

A Companhia optou por aplicar as seguintes isenções com relação à aplicação retrospectiva:

a) Isenção do benefício a empregados

A Companhia optou por reconhecer todos os ganhos e perdas atuariais passados cumulativamente em 1º de janeiro de 2009. A aplicação dessa isenção está detalhada na Nota 31.

b) Isenção para apresentação dos ajustes acumulados de conversão cambial

A Companhia optou por zerar os efeitos acumulados na data de transição para IFRS, decorrentes de conversão de Demonstrações Contábeis e transição ao IFRS, a Companhia reconheceu os ajustes de conversão diretamente em conta específica do patrimônio líquido.

c) Isenção para capitalização de custos de empréstimos

A Companhia optou por aplicar a isenção prevista no IFRS 1 em relação aos custos de empréstimos e não reprocessou as capitalizações de juros anteriores à data de transição.

d) Isenção para o tratamento inicial do IFRIC 12

A Companhia optou por aplicar a isenção prevista no IFRS 1 com relação a infraestrutura dos ativos classificados como sendo de concessão na data de transição e efetuou as correspondentes reclassificações com base no valor residual contábil em 1º de janeiro de 2009, visto os contratos de concessão da Companhia serem substancialmente antigos, não sendo praticável efetuar o ajuste de forma retrospectiva.

e) Uso do custo atribuído

A Companhia não registrou a mais valia dos ativos pelo seu valor justo. Dado o fato da proximidade do fim das concessões de parte relevante das operações da Companhia (no ano de 2015) e considerando-se as incertezas com relação ao valor de indenização foi mantido o custo histórico como base de valor do ativo imobilizado. A Companhia tem o entendimento que o valor justo dos seus ativos supera o seu valor contábil, no entanto de forma conservadora e levando-se em consideração parecer de consultor jurídico independente e também a avaliação da capacidade de realização de seus ativos, a Companhia concluiu que o custo histórico representa nesse momento a melhor base de

mensuração contábil do ativo imobilizado. A consideração da indenização pelo valor contábil foi mantida de modo uniforme para várias premissas relevantes adotadas no *impairment* de ativos e inclusão na formação do valor residual dos ativos.

As demais isenções previstas no IFRS 1 não são aplicáveis à Companhia e suas controladas.

6.1.3 - Exceções da aplicação retrospectiva seguidas pela Companhia

A Companhia aplicou a exceção obrigatória relativa às estimativas na aplicação retrospectiva, dado que as estimativas segundo o IFRS em 1º de janeiro de 2009 e em 31 de dezembro de 2009, são consistentes com as estimativas feitas nas mesmas datas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

As outras exceções obrigatórias no IFRS 1 não se aplicaram, pois não houve diferenças significativas com relação às práticas contábeis adotadas no Brasil nessas áreas ou não eram aplicáveis a Companhia:

- Contabilização de *hedge*;
- Reversão de ativos e passivos financeiros; e
- Participação de acionistas não controladores.

6.2 - Conciliação entre BR GAAP e IFRS

Abaixo seguem explicações sobre os ajustes relevantes nos balanços patrimoniais e na demonstração do resultado, e depois as conciliações apresentando a quantificação dos efeitos da transição.

a) Consolidação de SPE

As sociedades de propósito específico SPE, que anteriormente não eram consolidadas, passaram a ser consolidadas para atendimento ao IFRS. A Companhia passou a

efetuar a consolidação proporcional dos investimentos que se qualificam como sendo de controle compartilhado, a partir de 1º de janeiro de 2009.

b) Ajuste de obrigações de aposentadoria

A Companhia optou por aplicar a isenção de benefícios a empregados do IFRS 1. Adicionalmente a Companhia adotou os critérios de limite de reconhecimento de ativo atuarial conforme previsto no IFRIC 14, e dos requisitos de cobertura mínima também previstos na referida norma. Esses ajustes foram efetuados substancialmente no saldo de abertura.

c) Uso do bem público - UBP

A Companhia registrou o valor presente das obrigações de pagamento pelo uso do bem público, ou concessão onerosa, como passivo, em contrapartida de um ativo intangível na data de transição para o IFRS.

d) Juros sobre capital próprio - JCP e dividendos

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, os juros sobre o capital próprio e os dividendos são reconhecidos no final do exercício, ainda que os dividendos não tenham sido oficialmente declarados, o que ocorrerá no exercício seguinte.

e) Ativo imobilizado

Conforme previsto no plano de contas específico do setor elétrico aprovado pela ANEEL, nos anos anteriores houve capitalização de diversos gastos que não se qualificam como gastos capitalizáveis de acordo com o IAS 36. Entre esses gastos estão incluídos: determinadas despesas gerais e administrativas, juros de capital próprio capitalizados sobre as obras em andamento, variação cambial, gastos ambientais retardatários e outros. Em contrapartida a legislação societária brasileira estabeleceu a correção monetária dos ativos não monetários até o ano de 1995, sendo que de acordo com a definição de economia hiperinflacionária nos termos do IAS 29 a aplicação da correção monetária dos referidos ativos deveria ser efetuada até 1997. A Companhia efetuou levantamento dos referidos gastos para os bens de geração de energia elétrica que permaneceram classificados como ativo imobilizado. Nesse levantamento ajustes, e considere-se também o fato da Companhia considerar na base

de formação do valor residual do ativo imobilizado a ser objeto de ressarcimento o seu valor contábil.

f) Classificação de caixa e equivalentes da caixa

A Companhia possui investimentos em fundos exclusivos cuja carteira é composta de forma substancial por títulos públicos de longo prazo, fazendo parte do perfil de investimentos a aquisição de tais títulos como base principal. Esses títulos possuem em sua maioria vencimentos em um prazo superior a 90 dias. Os investimentos dessa natureza passaram a ser classificados com aplicações financeiras conforme o IAS 7.

g) Ativos e passivos regulatórios

As empresas de distribuição de energia elétrica registravam, de acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas, ativos e passivos regulatórios a serem objeto de recomposição tarifária em períodos subseqüentes. Esses ativos e passivos não estão previstos no atual framework contábil do IFRS e foram revertidos em todos os períodos apresentados.

h) Investimentos

Determinados investimentos em participações societárias minoritárias que eram avaliados ao custo pelas práticas contábeis anteriormente adotadas passaram a ser avaliados a mercado de acordo com o IAS 39 e foram classificados como disponíveis para venda.

i) Adiantamentos para futuro aumento de capital - AFAC

Os adiantamentos que se encontravam classificados no patrimônio líquido foram reclassificados para o passivo não circulante, visto não atenderem as condições de classificação como instrumento de patrimônio conforme especificado no IAS 32.

j) Dividendos propostos

Somente os dividendos mínimos obrigatórios devem ser registrados no passivo nas Demonstrações Contábeis antes de sua aprovação. A proposta da Administração de distribuição de dividendos excedentes ao mínimo obrigatório deve ser registrada dentro do patrimônio líquido, em conta específica dentro da reserva de lucros, denominada reserva de dividendos propostos, a ser registrado passivo após aprovação em

Assembléia Geral Ordinária. Desta forma, foi efetuada a reclassificação dos dividendos registrados no passivo em 1º de janeiro de 2009 e em 31 de dezembro de 2009, referente a proposta da Administração de distribuição de dividendos complementares do exercício, para a referida conta no patrimônio líquido.

k) Receita líquida

De acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas a apresentação da receita da Companhia na demonstração do resultado segregava a receita operacional bruta, as deduções sobre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida. O CPC 30 Receitas define que, para fins de divulgação na demonstração do resultado, a receita deve incluir somente os ingressos brutos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela entidade quando originários de suas próprias atividades. As quantias cobradas por conta de terceiros, tais como os tributos sobre vendas e os recursos destinados à pesquisa e desenvolvimento determinados pela ANEEL, não são benefícios econômicos que fluam para a entidade e não resultam em aumento do patrimônio líquido; portanto, não devem ser apresentados como receita.

l) Lucros acumulados

Exceto pelos itens de reclassificação, todos os ajustes acima foram registrados contra lucros acumulados iniciais em 1º de janeiro de 2009.

As seguintes reconciliações apresentam a quantificação do efeito da transição para o IFRS nas seguintes datas:

- Balanço Patrimonial na data de transição de 1º de janeiro de 2009 (Nota 6.2.1)
- Balanço Patrimonial em 31 de dezembro de 2009 (Nota 6.2.2)
- Lucro líquido para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009 (Nota 6.2.3)

6.2.1 - Reconciliação do balanço patrimonial em - 01/01/2009

I - Controladora

ATIVO	CONTROLADORA		
	31/12/2008	AJUSTES	01/01/2009
	BR GAAP	PARA IFRS	Balanco de Abertura - IFRS
CIRCULANTE			
Caixa e equivalente de caixa	9.370.041	(6.638.802) (1)	2.731.239
Caixa restrito	734.386	-	734.386
Contas a receber	1.709.569	(1.670.038) (2)	39.531
Ativo financeiro de Itaipu	-	388.414 (3)	388.414
Financiamentos e empréstimos	2.697.114	-	2.697.114
Conta de Consumo de Combustível	573.993	-	573.993
Remuneração de participações societárias	1.212.966	(700.569) (4)	512.397
Títulos e valores mobiliários	-	6.638.802 (5)	6.638.802
Créditos renegociados	84.371	(84.371) (6)	-
Tributos a Recuperar	1.418.353	(1.272.246) (7)	146.107
Direito de ressarcimento	516.766	(516.766) (8)	-
Devedores diversos	171.165	-	171.165
Almoxarifado	1.879	-	1.879
Outros	87.306	(6.424)	80.882
	<u>18.577.909</u>	<u>(3.862.000)</u>	<u>14.715.909</u>
NÃO CIRCULANTE			
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO			
Financiamentos e empréstimos	39.537.157	-	39.537.157
Contas a receber	199.646	(199.646) (9)	-
Títulos e valores mobiliários	613.374	-	613.374
Ativo financeiro de Itaipu	-	2.061.683 (10)	2.061.683
Ativos fiscais diferidos	1.348.168	-	1.348.168
Cauções e depósitos vinculados	-	407.304 (11)	407.304
Conta de Consumo de Combustível	572.279	-	572.279
Direito de ressarcimento	4.312.809	(4.312.809) (12)	-
Outros	73.547	(30)	73.517
	<u>46.656.980</u>	<u>(2.043.498)</u>	<u>44.613.482</u>
Adiantamentos para participação societária	730.281	1.348.398 (13)	2.078.679
	<u>47.387.261</u>	<u>(695.100)</u>	<u>46.692.161</u>
INVESTIMENTOS	43.682.716	(3.282.290) (14)	40.400.426
IMOBILIZADO	25.494	-	25.494
INTANGÍVEL	53.706	-	53.706
	<u>43.761.916</u>	<u>(3.282.290)</u>	<u>40.479.626</u>
TOTAL DO ATIVO	<u>109.727.086</u>	<u>(7.839.390)</u>	<u>101.887.696</u>

- (1) Fundo Exclusivo - CPC 03, CPC 33, CPC 38
 (2) ICPC 01 e CPC 38 - Efeito ITAIPU
 (3) ICPC 01 e CPC 38 - Efeito ITAIPU
 (4) ICPC 08 - Dividendos
 (5) Fundo Exclusivo - CPC 03, CPC 33, CPC 38
 (6) ICPC 01 e CPC 38 - Efeito ITAIPU
 (7) Vide análise Tax
 (8) ICPC 01 e CPC 38 - Efeito ITAIPU
 (9) ICPC 01 e CPC 38 - Efeito ITAIPU
 (10) ICPC 01 e CPC 38 - Efeito ITAIPU
 (11) Apresentação das Contingências Brutas
 (12) ICPC 01 e CPC 38 - Efeito ITAIPU
 (13) CPC 39
 (14) CPC 39

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	CONTROLADORA		
	31/12/2008	AJUSTES	01/01/2009
	BR GAAP	PARA IFRS	Balanco de Abertura - IFRS
CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	192.181	-	192.181
Empréstimo compulsório	85.205	-	85.205
Fornecedores	1.676.071	(1.445.709) (15)	230.362
Adiantamento de clientes	15.381	-	15.381
Tributos e contribuições sociais	1.363.854	(1.272.246) (16)	91.608
Conta de Consumo de Combustível	649.341	-	649.341
Remuneração aos acionistas	1.914.222	(257.836) (17)	1.656.386
Créditos do Tesouro Nacional	72.236	-	72.236
Obrigações estimadas	67.835	-	67.835
Obrigações de ressarcimento	923.344	(443.476) (18)	479.868
Outros	78.910	-	78.910
	<u>7.038.580</u>	<u>(3.419.267)</u>	<u>3.619.313</u>
NÃO CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	11.159.700	-	11.159.700
Créditos do Tesouro Nacional	2.854.201	(2.450.772) (19)	403.429
Fornecedores	-	-	-
Empréstimo compulsório	129.866	-	129.866
Tributos e contribuições sociais	943.882	245.320 (20)	1.189.202
Remuneração aos acionistas	-	-	-
Conta de Consumo de Combustível	572.279	-	572.279
Provisões para contingências	1.009.514	407.304 (21)	1.416.818
Provisão para passivo a descoberto em controladas	353.921	1.520.641 (22)	1.874.562
Adiantamentos para futuro aumento de capital	-	4.287.353 (23)	4.287.353
Outros	46.784	-	46.784
	<u>17.070.147</u>	<u>4.009.846</u>	<u>21.079.993</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	26.156.567	-	26.156.567
Ações em Tesouraria	-	-	-
Reservas de capital	26.048.342	-	26.048.342
Reservas de reavaliação	196.906	(196.906) (24)	-
Reservas de lucros	28.900.908	-	28.900.908
Lucros acumulados	-	(4.086.684) (25)	(4.086.684)
Ajustes de avaliação patrimonial	28.285	168.621 (26)	196.906
Dividendo Adicional Proposto	-	257.836 (27)	257.836
Outros resultados abrangentes	-	(285.485) (28)	(285.485)
Participação de acionistas não controladores	-	-	-
	<u>81.331.008</u>	<u>(4.142.618)</u>	<u>77.188.390</u>
Adiantamentos para futuro aumento de capital	4.287.353	- (29)	-
	<u>85.618.361</u>	<u>(4.142.618)</u>	<u>77.188.390</u>
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	<u>109.727.088</u>	<u>(3.552.039)</u>	<u>101.887.696</u>

(15) ICPC 01 e CPC 38 - Efeito ITAIPU

(16) Vide análise tax

(17) ICPC 08 - Dividendos

(18) ICPC 01 e CPC 38 - Efeito ITAIPU

(19) ICPC 01 e CPC 38 - Efeito ITAIPU

(20) vide análise tax

(21) Apresentação das Contingências Brutas

(22) CPC 39

(23) CPC 39

(24) Ajuste ref. Absorção de Prej. Acum. Alterados pelos impactos de adoção do IFRS

(25) Ajuste ref. Absorção de Prej. Acum. Alterados pelos impactos de adoção do IFRS

(26) Estorno dos efeitos de Hedge e conversão cambial para outros resultados abrangentes

(27) ICPC 08

(28) efeito de Hedge e conversão cambial oriundos do AVP.

(29) CPC 39

II - Consolidado

ATIVO	CONSOLIDADO		
	31/12/2008	AJUSTES PARA IFRS	01/01/2009
	BR GAAP	CONSOLIDAÇÃO	Balanco de Abertura - IFRS
CIRCULANTE			
Caixa e equivalente de caixa	12.832.000	(7.304.532)	5.527.468
Caixa restrito	734.386	(0)	734.386
Contas a receber	4.341.459	(1.223.065)	3.118.394
Ativo financeiro de contratos de concessão		522.851	522.851
Ativo financeiro de Itaipu		1.100.155	1.100.155
Financiamentos e empréstimos	1.493.271	6.149	1.499.420
Conta de Consumo de Combustível	554.748	(3.854)	550.894
Remuneração de participações societárias	261.093	(199.142)	61.951
Títulos e valores mobiliários	-	7.439.509	7.439.509
Créditos renegociados	619.871	(619.871)	-
Ativos fiscais diferidos	2.081.850	(1.571.967)	509.883
Direito de ressarcimento	516.766	11.043	527.809
Devedores diversos	377.879	(4.809)	373.070
Almoxarifado	759.963	(164.053)	595.911
Despesas pagas antecipadamente	76.874	(31.596)	45.278
Instrumentos financeiros		52.640	52.640
Outros	947.497	(584.553)	362.944
	25.597.657	(2.575.094)	23.022.563
NÃO CIRCULANTE			
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO			
Financiamentos e empréstimos	13.467.643	(62.465)	13.405.178
Créditos renegociados	2.070.302	(2.070.302)	-
Contas a receber	-	1.874.062	1.874.062
Títulos e valores mobiliários	617.889	584	618.473
Estoque de combustível nuclear	725.142	(4.848)	720.294
Ativo financeiro de contratos de concessão	-	20.821.244	20.821.244
Ativo financeiro de Itaipu	-	24.119.962	24.119.962
Ativos fiscais diferidos	2.786.948	663.769	3.450.717
Cauções e depósitos vinculados		991.957	991.957
Conta de Consumo de Combustível	572.279		572.279
Direito de ressarcimento	4.312.809	(4.312.809)	-
Instrumentos financeiros	-	40.050	40.050
Outros	1.363.886	(351.644)	1.012.242
	25.916.898	41.709.560	67.626.458
Adiantamentos para participação societária	4.027	1	4.028
	25.920.925	41.709.561	67.630.486
INVESTIMENTOS	5.896.865	(853.721)	5.043.144
IMOBILIZADO	80.262.674	(43.767.016)	36.495.658
INTANGÍVEL			
Contratos de concessão	-	1.328.055	1.328.055
Outros	375.811	636.432	786.538
	86.535.350	(44.620.737)	43.653.395
TOTAL DO ATIVO	138.053.932	(5.486.270)	134.306.443

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	CONSOLIDADO		
	31/12/2008	AJUSTES	01/01/2009
	BR GAAP	PARA IFRS	Balanco de Abertura - IFRS
CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	1.714.611	(579.115)	1.135.497
Empréstimo compulsório	85.205	741	85.946
Fornecedores	2.594.567	(90.274)	2.504.293
Adiantamento de clientes	53.159	-	53.159
Tributos e contribuições sociais	2.075.726	(1.265.190)	810.536
Conta de Consumo de Combustível	670.482	(2.856)	667.626
Remuneração aos acionistas	1.948.109	(260.661)	1.687.448
Créditos do Tesouro Nacional	72.236	-	72.236
Obrigações estimadas	550.573	50.088	600.661
Obrigações de ressarcimento	923.344	(443.476)	479.868
Previdência complementar	502.699	7.498	510.197
Provisões para contingências	1.481.709	(1.178.257)	303.452
Taxas regulamentares	708.285	(13.038)	695.247
Arrendamento mercantil	-	106.435	106.435
Concessões a pagar	-	-	-
Instrumentos financeiros	-	296.134	296.134
Outros	906.311	(253.895)	652.417
	14.287.017	(3.625.866)	10.661.151
NÃO CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	18.297.562	8.612.669	26.910.231
Créditos do Tesouro Nacional	2.854.201	(2.450.772)	403.429
Fornecedores	-	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR	7.193.770	(7.193.770)	-
Empréstimo compulsório	129.866	-	129.866
Tributos e contribuições sociais	2.713.664	(241.492)	2.472.172
Remuneração aos acionistas	-	-	-
Obrigações para desmobilização de ativos	266.168	-	266.168
Adiantamento de clientes	1.018.488	-	1.018.488
Conta de Consumo de Combustível	1.432.982	(19.943)	1.413.039
Provisões para contingências	1.695.556	2.074.109	3.769.666
Previdência complementar	1.567.002	612.842	2.179.845
Provisão para passivo a descoberto em controladas	-	(1)	(1)
Obrigações de ressarcimento	-	-	-
Arrendamento mercantil	-	1.685.071	1.685.071
Concessões a pagar	-	656.249	656.249
Adiantamentos para futuro aumento de capital	-	4.287.353	4.287.353
Instrumentos financeiros	-	40.050	40.050
Outros	746.628	357.133	1.103.761
	37.915.887	8.419.499	46.335.386
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	232.668	(232.668)	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	26.156.567	0	26.156.567
Ações em Tesouraria	-	0	-
Reservas de capital	26.048.342	0	26.048.342
Reservas de reavaliação	196.906	(196.906)	-
Reservas de lucros	28.900.908	0	28.900.908
Lucros acumulados	-	(4.086.684)	(4.086.684)
Ajustes de avaliação patrimonial	28.285	168.621	196.906
Dividendo Adicional Proposto	-	257.836	257.836
Outros resultados abrangentes	-	(285.485)	(285.485)
Participação de acionistas não controladores	-	121.516	121.516
	81.331.008	(4.021.102)	77.309.906
Adiantamentos para futuro aumento de capital	4.287.351	-	-
	85.618.359	(4.021.102)	77.309.906
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	138.053.932	772.531	134.306.443

6.2.2 - Reconciliação do balanço patrimonial em 31/12/2009

I - Controladora

ATIVO	CONTROLADORA		
	31/12/2009	AJUSTES	31/12/2009
	BR GAAP	PARA IFRS	IFRS
CIRCULANTE			
Caixa e equivalente de caixa	12.495.719	(6.919.179)	5.576.540
Caixa restrito	1.341.719		1.341.719
Contas a receber	1.611.189	(1.526.524)	84.665
Ativo financeiro de Itaipu		267.408	267.408
Financiamentos e empréstimos	3.539.436		3.539.436
Conta de Consumo de Combustível	375.558		375.558
Remuneração de participações societárias	1.483.062	(915.241)	567.821
Títulos e valores mobiliários	-	6.919.179	6.919.179
Créditos renegociados	51.786	(51.786)	-
Tributos a Recuperar	701.025	380.642	1.081.667
Direito de ressarcimento	278.239	(278.239)	-
Devedores diversos	382.315		382.315
Almoxarifado	1.960		1.960
Outros	141.943	(20.802)	121.141
	<u>22.403.951</u>	<u>(2.144.542)</u>	<u>20.259.409</u>
NÃO CIRCULANTE			
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO			
Financiamentos e empréstimos	25.177.898		25.177.898
Contas a receber	104.337	(104.337)	-
Títulos e valores mobiliários	682.624	-	682.624
Ativo financeiro de Itaipu		874.420	874.420
Ativos fiscais diferidos	2.493.243	(601.235)	1.892.008
Cauções e depósitos vinculados	-	489.890	489.890
Conta de Consumo de Combustível	1.074.402		1.074.402
Direito de ressarcimento	1.803.348	(1.803.348)	-
Outros	141.992		141.992
	<u>31.477.844</u>	<u>(1.144.610)</u>	<u>30.333.234</u>
Adiantamentos para participação societária	9.926.015	1.858.603	11.784.618
	<u>41.403.859</u>	<u>713.993</u>	<u>42.117.852</u>
INVESTIMENTOS	44.024.992	(1.343.795)	42.681.197
IMOBILIZADO	30.899		30.899
INTANGÍVEL	51.855		51.855
	<u>44.107.746</u>	<u>(1.343.795)</u>	<u>42.763.951</u>
TOTAL DO ATIVO	<u>107.915.556</u>	<u>(2.774.344)</u>	<u>105.141.212</u>

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	CONTROLADORA		
	31/12/2009	AJUSTES	31/12/2009
	BR GAAP	PARA IFRS	IFRS
CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	230.045		230.045
Empréstimo com pulsório	12.941		12.941
Fornecedores	1.509.907	(1.202.898)	307.009
Adiantamento de clientes	24.108		24.108
Tributos e contribuições sociais	236.560	(220.593)	15.967
Conta de Consumo de Combustível	923.535		923.535
Remuneração aos acionistas	3.526.522	(370.755)	3.155.767
Créditos do Tesouro Nacional	76.036		76.036
Obrigações estimadas	9.448		9.448
Obrigações de ressarcimento	1.264.046	(407.045)	857.001
Previdência complementar	37.448	(37.448)	-
Outros	45.130	37.447	82.577
	<u>7.895.726</u>	<u>(2.201.292)</u>	<u>5.694.434</u>
NÃO CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	12.528.895		12.528.895
Créditos do Tesouro Nacional	1.344.571	(1.033.265)	311.306
Empréstimo com pulsório	127.358		127.358
Tributos e contribuições sociais	-	70.266	70.266
Remuneração aos acionistas	7.697.579		7.697.579
Conta de Consumo de Combustível	908.832		908.832
Provisões para contingências	827.685	489.890	1.317.575
Previdência complementar	101.472		101.472
Provisão para passivo a descoberto em controladas	53.660	2.159.460	2.213.120
Adiantamentos para futuro aumento de capital	-	4.712.825	4.712.825
Outros	337.993	-126.949	211.044
	<u>23.928.045</u>	<u>6.272.227</u>	<u>30.200.272</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	26.156.567		26.156.567
Reservas de capital	26.048.342		26.048.342
Reservas de reavaliação	179.427	(179.427)	-
Reservas de lucros	19.009.667	1	19.009.668
Lucros acumulados		(3.345.744)	(3.345.744)
Ajustes de avaliação patrimonial	(15.043)	194.470	179.427
Dividendo Adicional Proposto		370.755	370.755
Outros resultados abrangentes		827.491	827.491
	<u>71.378.960</u>	<u>(2.132.454)</u>	<u>69.246.506</u>
Adiantamentos para futuro aumento de capital	<u>4.712.825</u>	<u>(4.712.825)</u>	<u>-</u>
	<u>76.091.785</u>	<u>(6.845.279)</u>	<u>69.246.506</u>
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	<u>107.915.556</u>	<u>(2.774.344)</u>	<u>105.141.212</u>

II - Consolidado

ATIVO	CONSOLIDADO		
	31/12/2009	AJUSTES PARA IFRS	31/12/2009
	BR GAAP	CONSOLIDAÇÃO	IFRS
CIRCULANTE			
Caixa e equivalente de caixa	15.398.093	(6.780.799)	8.617.294
Caixa restrito	1.341.719	(0)	1.341.719
Consumidores e revendedores	4.260.617	(4.260.617)	-
Contas a receber	-	3.102.079	3.102.079
Ativo financeiro de contratos de concessão	-	715.720	715.720
Ativo financeiro de Itaipu	-	854.656	854.656
Financiamentos e empréstimos	1.922.866	3.327	1.926.193
Conta de Consumo de Combustível	375.558	502.275	877.833
Remuneração de participações societárias	340.607	(261.881)	78.726
Títulos e valores mobiliários	-	7.662.640	7.662.640
Créditos renegociados	421.922	(421.922)	-
Ativos fiscais diferidos	1.120.239	206.694	1.326.933
Direito de ressarcimento	946.212	(724.693)	221.519
Devedores diversos	582.749	19.982	602.731
Almoxarifado	859.285	(184.181)	675.104
Despesas pagas antecipadamente	88.176	(29.411)	58.765
Instrumentos financeiros	-	227.540	227.540
Outros	536.922	(25.150)	511.773
	28.194.966	606.260	28.801.225
NÃO CIRCULANTE			
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO			
Financiamentos e empréstimos	9.836.412	3.416	9.839.828
Créditos renegociados	1.523.630	(1.523.630)	-
Contas a receber	-	1.431.080	1.431.080
Títulos e valores mobiliários	687.291	(103)	687.188
Estoque de combustível nuclear	755.434	-	755.434
Ativo financeiro de contratos de concessão	-	22.352.102	22.352.102
Ativo financeiro de Itaipu	-	16.744.837	16.744.837
Ativos fiscais diferidos	4.581.036	(87.813)	4.493.223
Cauções e depósitos vinculados	-	1521317,359	1.521.317
Conta de Consumo de Combustível	1.074.402	99.178	1.173.580
Direito de ressarcimento	1.842.309	(1.842.309)	-
Instrumentos financeiros	-	228.020	228.020
Outros	712.452	53.694	766.145
	21.012.966	38.979.789	59.992.755
Adiantamentos para participação societária	4.000	-	4.000
	21.016.966	38.979.789	59.996.755
INVESTIMENTOS	6.816.146	(1.528.039)	5.288.107
IMOBILIZADO	77.261.818	(35.664.213)	41.597.605
INTANGÍVEL	-	-	-
Contratos de concessão	-	991879	991.879
Outros	526.764	506.040	1.032.804
	84.604.728	(37.192.252)	48.910.395
TOTAL DO ATIVO	133.816.660	2.393.797	137.708.376

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	CONSOLIDADO		
	31/12/2009	AJUSTES PARA IFRS	31/12/2009
	BR GAAP	CONSOLIDAÇÃO	IFRS
CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	998.626	116.649	1.115.275
Empréstimo compulsório	12.941	734	13.675
Fornecedores	3.471.735	(392.121)	3.079.614
Adiantamento de clientes	63.400	-	63.400
Tributos e contribuições sociais	1.144.100	(180.735)	963.365
Conta de Consumo de Combustível	923.535	-	923.535
Remuneração aos acionistas	3.553.545	-339095,4716	3.214.450
Créditos do Tesouro Nacional	76.036	-	76.036
Obrigações estimadas	832.535	(160.321)	672.214
Obrigações de ressarcimento	1.264.046	(407.045)	857.001
Previdência complementar	423.087	(71.938)	351.149
Provisões para contingências	121.526	131.182	252.708
Taxas regulamentares	596.468	(7.035)	589.433
Arrendamento mercantil	-	108827	108.827
Concessões a pagar	-	0	-
Instrumentos financeiros	-	40050	40.050
Outros	681.843	267.270	949.113
	14.163.424	(893.579)	13.269.844
NÃO CIRCULANTE			
Financiamentos e empréstimos	16.791.118	11.601.424	28.392.542
Créditos do Tesouro Nacional	1.344.571	-	311.306
Fornecedores	-	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR	7.656.946	-7656946	-
Empréstimo compulsório	127.358	-	127.358
Tributos e contribuições sociais	1.155.410	118.480	1.273.890
Remuneração aos acionistas	7.697.579	-	7.697.579
Obrigações para desmobilização de ativos	215.306	108.020	323.326
Adiantamento de clientes	978.980	-	978.980
Conta de Consumo de Combustível	908.832	435.548	1.344.380
Provisões para contingências	2.302.017	1.226.900	3.528.917
Previdência complementar	2.000.398	-	1.992.012
Provisão para passivo a descoberto em controladas	-	-	-
Obrigações de ressarcimento	-	-	-
Arrendamento mercantil	-	1639448	1.639.448
Concessões a pagar	-	761131	761.131
Adiantamentos para futuro aumento de capital	-	4712825	4.712.825
Instrumentos financeiros	-	228020	228.020
Outros	2.177.792	-	1.747.768
	43.356.307	11.703.174	55.059.482
PARTICIPAÇÃO DE ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES	205.144	(205.144)	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	26.156.567	0	26.156.567
Ações em Tesouraria	-	0	-
Reservas de capital	26.048.342	0	26.048.342
Reservas de reavaliação	179.427	-179427	-
Reservas de lucros	19.009.667	1	19.009.668
Lucros acumulados	-	(3.345.744)	(3.345.744)
Ajustes de avaliação patrimonial	(15.043)	194.470	179.427
Dividendo Adicional Proposto	-	370.755	370.755
Outros resultados abrangentes	-	827491,1062	827.491
Participação de acionistas não controladores	-	132.543	132.543
	71.378.960	(1.999.910)	69.379.050
Adiantamentos para futuro aumento de capital	4.712.825	(4.712.825)	-
	76.091.785	(6.712.735)	69.379.050
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	133.816.660	4.096.860	137.708.376

6.2.3 - Reconciliação da demonstração de resultado em 31/12/2009

I - Controladora

	CONTROLADORA		
	31/12/2009	AJUSTES	31/12/2009
	BRGAAP	PARA IFRS	IFRS
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	9.438.727	(4.772.741)	(1) 4.665.986
DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal, Material e Serviços	434.499		434.499
Participação de empregados e administradores nos resultados	27.000		27.000
Energia comprada para revenda	7.298.919	(5.699.187)	(2) 1.599.732
PASEP e COFINS	43.159	(43.159)	-
Depreciação e amortização	6.075		6.075
Provisões operacionais	1.109.291	225.400	(3) 1.334.691
Doações e contribuições	183.045		183.045
Outras	65.342		65.342
	<u>9.167.330</u>	<u>(5.516.947)</u>	<u>3.650.383</u>
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	<u>271.397</u>	<u>744.206</u>	<u>1.015.603</u>
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas Financeiras			
Receitas de juros, comissões e taxas	3.884.310		3.884.310
Receita de aplicações financeiras	1.147.357		1.147.357
Acréscimo o moratório sobre energia elétrica	3.782	(3.264)	(4) 518
Atualizações monetárias	175.509		175.509
Outras receitas financeiras	106.407		106.407
Despesas Financeiras			
Encargos de dívidas	(643.592)		(643.592)
Encargos sobre recursos de acionistas	(1.422.982)		(1.422.982)
Atualizações cambiais	(4.618.216)		(4.618.216)
	<u>(1.367.425)</u>	<u>(3.264)</u>	<u>(1.370.689)</u>
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	<u>(1.096.028)</u>	<u>740.942</u>	<u>(355.086)</u>
Imposto de renda	932.493		932.493
Contribuição social sobre o lucro líquido	334.061		334.061
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	<u>170.527</u>	<u>740.942</u>	<u>911.469</u>
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES	170.527		911.469
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES	-		-

(1) Rol - 1. Alteração do resultado das controladas e coligadas devido a adoção dos CPC's que alterou o Resultado de Equivalência Patrimonial. 2. ICPC01 e CPC 38.

(2) Energia Compra p/ Revenda - ICPC01 e CPC 38.

(3) Prov. Operacionais - 1. Alteração do resultado das controladas e coligadas devido a adoção dos CPC's.

(4) Acréscimo moratório - ICPC01 e CPC 38.

II - Consolidado

	CONSOLIDADO		
	31/12/2009	AJUSTES PARA IFRS	31/12/2009
	BR GAAP	CONSOLIDAÇÃO	IFRS
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	27.652.513	(2.940.577)	24.711.937
DESPESAS OPERACIONAIS		-	-
Pessoal, Material e Serviços	6.453.314	32.904	6.486.218
Participação de empregados e administradores nos resultados	207.482	77.052	284.534
Energia comprada para revenda	6.122.533	(2.541.137)	3.581.396
Combustível para produção de energia elétrica	742.372	13.913	756.285
PASEP e COFINS	1.504.665	(1.504.665)	-
Uso da rede elétrica	1.270.463	(7.055)	1.263.408
Remuneração e ressarcimento	1.184.482	3.550	1.188.032
Depreciação e amortização	2.397.874	(773.628)	1.624.246
Amortização - Ativos vinculados à Distribuição	-	-	-
Operação e manutenção - distribuição	-	-	-
Construção	-	1.723.960	1.723.960
Operação e manutenção - Transmissão	-	-	-
Construção - Transmissão	-	-	-
Depreciação e amortização - Imobilizado e Intangível	-	-	-
Provisões operacionais	1.516.796	623.610	2.140.406
Resultado a compensar de Itaipu	669.675	(1)	669.675
Doações e contribuições	237.872	106	237.978
Outras	904.351	(199.903)	704.449
	23.211.880	(2.551.294)	20.660.585
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	4.440.634	(389.283)	4.051.351
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas Financeiras			
Receitas de juros, comissões e taxas	1.037.626	(2.139)	1.035.487
Receita de aplicações financeiras	1.416.513	48.269	1.464.782
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	200.148	27.997	228.145
Atualizações monetárias	334.699	21.323	356.023
Outras receitas financeiras	-	736.766	736.766
Despesas Financeiras	-	-	-
Encargos de dívidas	(1.686.761)	(71.712)	(1.758.473)
Encargos de arrendamento mercantil	0	(213.470)	(213.470)
Encargos sobre recursos de acionistas	(1.467.632)	(1.081)	(1.468.713)
Atualizações cambiais	(3.979.338)	(39.304)	(4.018.643)
Outras despesas financeiras	(1.129.157)	1.129.157	-
	(5.273.903)	1.635.806	(3.638.097)
OUTRAS (DESPESAS) E RECEITAS	(97.697)		
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(930.966)	1.246.523	413.254
Imposto de renda	887.304	(251.429)	635.875
Contribuição social sobre o lucro líquido	309.115	(108.105)	201.010
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	265.453	886.989	1.250.139
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES	170.526	740.942	911.467
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES	94.927	243.745	338.673

6.2.4 - Efeitos em cada trimestre de 2009 e 2010, em atendimento à Deliberação CVM nº 656, de 25 de janeiro de 2011.

(Valores expressos em R\$ Milhões)

Reconciliação do PL	CONTROLADORA E CONSOLIDADO					
	2009			2010		
	31/3/2009	30/6/2009	30/9/2009	31/3/2010	30/6/2010	30/9/2010
Período findo em:						
Patrimônio Líquido publicado	86.111	84.360	85.121	76.968	78.049	78.965
Dividendos	68	(68)	-	84	(84)	-
IAS 16 - Imobilizado	(168)	(1.023)	1.160	(1.348)	(273)	(222)
Derivativos	-	-	-	(187)	187	-
Arrendamento mercantil	(487)	(1)	(1)	(518)	(28)	(28)
Ativo regulatório	(327)	(23)	(29)	(408)	(45)	80
IFRIC 12 - Transmissão	70	(70)	41	92	8	18
IFRIC 12 - Distribuição	-	(2)	(3)	(5)	8	8
Benefício pós emprego	(493)	(12)	(14)	(137)	(1)	(3)
Reclassificações	467	(1.677)	65	(3.985)	(356)	(158)
Patrimônio Líquido rerepresentado	85.240	81.484	86.340	70.555	77.466	78.660

Reconciliação do Resultado	CONTROLADORA E CONSOLIDADO					
	2009			2010		
	31/3/2009	30/6/2009	30/9/2009	31/3/2010	30/6/2010	30/9/2010
Trimestre findo em:						
Resultado publicado	101	(2.091)	454	738	995	800
IAS 16 - Imobilizado	28	-	154	(44)	8	13
Derivativos	-	70	-	-	-	-
Arrendamento mercantil	(1)	-	(3)	(95)	(276)	(214)
Ativo regulatório	(63)	-	(110)	(19)	25	(88)
IFRIC 12 - Transmissão	42	8	49	(184)	812	996
IFRIC 12 - Distribuição	-	91	10	(9)	96	284
Benefício pós emprego	(11)	(56)	(40)	22	50	269
Reclassificações	(2)	-	(2)	-	-	10
Resultado rerepresentado	94	(1.978)	511	409	1.713	2.071

Considerando a extensão e a complexidade das alterações introduzidas pelos CPCs/IFRS, a companhia está divulgando os efeitos nas informações trimestrais, para fins de atendimento à deliberação CVM 656, com base no seu melhor entendimento.

Estas informações trimestrais foram sujeitas aos procedimentos de revisão especial pelos auditores independentes da companhia de acordo com os requerimentos da Comissão de

Valores Mobiliários para informações trimestrais (NPA 06 do IBRACON), incluindo os ajustes decorrentes da adoção das novas práticas contábeis, não tendo sido, portanto, sujeita aos procedimentos de auditoria.

NOTA 7 - CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
I - Caixa e Equivalente de Caixa:						
Caixa e Bancos	-	27.119	8.548	762.332	705.126	477.357
Aplicações Financeiras	5.598.702	5.549.421	2.722.691	8.457.837	7.912.168	5.050.111
	5.598.702	5.576.540	2.731.239	9.220.169	8.617.294	5.527.468
II - Caixa Restrito:						
CCC	1.287.256	475.565	156.354	1.287.255	475.565	156.354
Comercialização de EE de Itaipu	13.175	145.497	151.135	13.175	145.497	151.135
PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica)	757.787	720.657	426.897	757.788	720.657	426.897
	2.058.218	1.341.719	734.386	2.058.218	1.341.719	734.386
	7.656.920	6.918.259	3.465.625	11.278.387	9.959.013	6.261.854

As disponibilidades financeiras são mantidas no Banco do Brasil S.A., nos termos da legislação específica para as Sociedades de Economia Mista sob controle do Governo Federal, emanada do Decreto-Lei 1.290, de 03 de dezembro de 1973, com as alterações decorrentes da Resolução 2.917, de 19 de dezembro de 2001, do Banco Central do

Brasil, que estabeleceu novos mecanismos para as aplicações das empresas integrantes da Administração Federal Indireta.

As aplicações financeiras, de liquidez imediata, encontram-se em fundos de investimento financeiro - extramercado, que têm como meta a rentabilidade em função da taxa média da SELIC.

NOTA 8 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

A Companhia e suas controladas classificam os títulos como mantidos até o vencimento, com base nas estratégias da administração para esses ativos.

Os títulos e valores mobiliários mantidos até o vencimento estão registrados pelo custo de aquisição, acrescido por juros e atualização monetária, com impactos no resultado.

Em relação às partes beneficiárias, é feito o ajuste a valor presente.

Os títulos apresentados no ativo circulante são destinados a negociação.

Os títulos CFT-E1 e os certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais FINOR e FINAN, estão ajustados por provisões para perdas na sua realização, e portanto, apresentados líquidos:

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
CIRCULANTE						
LFT	5.325.193	6.661.984	5.869.099	6.281.655	7.403.318	6.669.806

LTN	420.233	219.990	656.088	426.077	222.117	656.088
NTN	66.528	37.188	114.684	66.528	37.188	114.684
DI FUTURO	(187)	17	(1.069)	(187)	17	(1.069)
TOTAL	5.811.767	6.919.179	6.638.802	6.774.073	7.662.640	7.439.509

NÃO CIRCULANTE

CFT	248.950	225.176	208.760	248.950	225.176	208.760
FINAN	620	620	6.422	620	620	6.422
FINOR	2.945	3.488	3.398	2.945	3.488	3.398
NTN	155.106	145.353	133.360	158.403	149.794	137.427
Rendimentos em						
Parcerias	158.884	149.818	165.442	158.884	149.818	165.442
Partes Beneficiárias	194.761	157.685	90.697	194.761	157.685	90.697
Outros	484	483	5.295	5.342	607	6.328
TOTAL	761.750	682.623	613.374	769.905	687.188	618.474

O detalhamento dos títulos e valores mobiliário se dá como se segue:

CONTROLADORA

Títulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
CIRCULANTE						
LFT	Banco do Brasil	-	-	5.325.193	6.661.984	5.869.099
LTN	Banco do Brasil	-	-	420.233	219.990	656.088
NTN- B	Banco do Brasil	-	-	51.616	-	-
NTN- F	Banco do Brasil	-	-	14.912	37.188	114.684
DI futuro	Banco do Brasil	-	-	(187)	17	(1.069)
				5.811.767	6.919.179	6.638.802
NÃO CIRCULANTE						
CFT-E1	Banco do Brasil	01/08/2012	IGP-M	248.950	225.176	208.760
FINAM	Banco da Amazônia	-	-	620	620	6.422
FINOR	Banco do Nordeste	-	-	2.945	3.488	3.398
NTN-P: 740100	Banco do Brasil	21/03/2018	-	2	2	2

NTN-P: 741536	Banco do Brasil	01/03/2012	-	80.733	75.650	69.408
NTN-P: 741566	Banco do Brasil	01/06/2012	-	58.471	54.790	50.269
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	26/02/2012	-	15.865	14.878	13.651
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	09/07/2012	-	28	27	24
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	17/11/2014	-	-	-	6
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	28/12/2014	-	7	7	-
Rendimento de Parceria	Banco do Brasil	-	-	158.884	149.818	165.442
Partes Beneficiárias	Banco do Brasil	02/10/2032	-	194.761	157.685	90.697
Outros	Banco do Brasil	-	-	484	483	5.295
				<u>761.750</u>	<u>682.624</u>	<u>613.374</u>

CONSOLIDADO

Títulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
CIRCULANTE						
LFT	Banco do Brasil	-	-	6.281.655	7.403.318	6.669.806
LTN	Banco do Brasil	-	-	426.077	222.117	656.088
NTN- B	Banco do Brasil	-	-	51.616	-	-
NTN- F	Banco do Brasil	-	-	14.912	37.188	114.684
DI futuro	Banco do Brasil	-	-	(187)	17	(1.069)
				<u>6.774.073</u>	<u>7.662.640</u>	<u>7.439.509</u>
NÃO CIRCULANTE						
CFT-E1	Banco do Brasil	01/08/2012	IGP-M	248.950	225.176	208.760
FINAM	Banco da Amazônia	-	-	620	620	6.422
FINOR	Banco do Nordeste	-	-	2.945	3.488	3.398
NTN-P: 740100	Banco do Brasil	21/03/2018	-	2	2	2
NTN-P: 741536	Banco do Brasil	01/03/2012	-	80.733	75.650	69.408
NTN-P: 741566	Banco do Brasil	01/06/2012	-	58.471	54.790	50.269

NTN-P: 741806	Banco do Brasil	26/02/2012	-	15.865	14.878	13.651
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	09/07/2012	-	28	27	24
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	17/11/2014	-	-	-	6
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	28/12/2014	-	7	7	-
NTN-P	Banco do Brasil	21/03/2018	TR+6% aa	2	1	1
NTN-P	Banco do Brasil	28/12/2015	TR+6% aa	126	122	120
NTN-P	Banco do Brasil	28/12/2014	TR+6% aa	3	3	3
NTN-P	Banco do Brasil	21/03/2018	TR+6% aa	-	1.331	1.279
ELET	Banco do Brasil	-	-	-	-	876
NTN-P 740100	Banco do Brasil	28/12/2015	TR+6% aa	772	724	673
NTN-P 740100	Banco do Brasil	01/01/2020	TR+6% aa	1	1	1
NTN-P 740100	Banco do Brasil	01/01/2021	TR+6% aa	1	1	1
NTN-P 741806	Banco do Brasil	09/07/2012	TR+6% aa	744	697	653
NTN-P 741806	Banco do Brasil	22/07/2013	TR+6% aa	3	3	3
NTN-P 741806	Banco do Brasil	16/06/2015	TR+6% aa	27	26	24
TDA	Banco do Brasil	Até 2019	TR+3% aa	4.739	-	-
NTN-P	Banco do Brasil	09/07/2012	TR+6% aa	358	344	330
NTN-P	Banco do Brasil	09/07/2014	TR+6% aa	170	164	157
NTN-P	Banco do Brasil	28/12/2015	TR+6% aa	318	304	291
NTN-P 741806	Banco do Brasil	09/07/2012	TR+6% aa	610	571	531
NTN-B 760199	Banco do Brasil	15/05/2017	TR+6% aa	117	106	-
NTN-P 740100	Banco do Brasil	01/01/2024	TR+6% aa	7	6	-
NTN-P 740100	Banco do Brasil	01/01/2025	TR+6% aa	38	36	-
Telemar NL ON TMAR3	BNDES	-	-	2	2	2
Telemar NL PNA						
TMAR5	BNDES	-	-	20	25	25
ELET'S NTB-B 760199	Banco do Brasil	-	-	94	94	94
CPRM - CERT.						
023.994.1	Não identificado	-	-	3	3	3
Amazônia Celular						
TMAC3B	BNDES	-	-	-	-	20
Amazônia Celular						
TMAC11B	BNDES	-	-	-	-	12
Rendimento de Parceria	Banco do Brasil	-	-	158.884	149.818	165.442
Partes Beneficiárias	Banco do Brasil	02/10/2032	-	194.761	157.685	90.697
Outros	Banco do Brasil	-	-	484	483	5.296
				769.905	687.188	618.474

a) CFT- E1 - Títulos públicos com remuneração equivalente à variação do IGP-M, sem juros, com data de resgate fixada a partir de agosto de 2012. A controladora mantém provisão para ajuste a valor de mercado na data base de 31 de dezembro de 2010, no montante de R\$ 93.673 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 84.728 e 01 de janeiro de 2009 - R\$105.465), apurada com base em deságios praticados no mercado de capitais e apresentada como redutora do respectivo ativo.

b) NTN-P - Títulos públicos recebidos em pagamento por alienação de investimentos societários no âmbito do Programa Nacional de Desestatização - PND. Estes títulos possuem remuneração equivalente à variação da Taxa Referencial - TR, divulgada pelo Banco Central do Brasil, com juros de 6% a.a. incidentes sobre o valor atualizado com data de resgate fixada a partir de fevereiro de 2012.

c) RENDIMENTOS DE PARCERIAS - Referem-se aos rendimentos decorrentes dos investimentos em regime de parcerias, correspondente a uma remuneração média equivalente à variação do IGP-M acrescido de juros de 12% a 13% a.a. sobre o capital aportado, como demonstrado a seguir:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
EATE	23.214	41.327	49.353
Tangará	96.782	73.320	64.620
Eleior	-	-	16.226
Guascor	38.187	29.680	26.396
Outras	701	5.491	8.846
	<u>158.884</u>	<u>149.818</u>	<u>165.441</u>

d) PARTES BENEFICIÁRIAS - Títulos adquiridos em decorrência da reestruturação do investimento da Companhia na controlada INVESTCO S.A. Estes ativos garantem rendimentos anuais equivalentes a 10% do lucro das empresas citadas abaixo, pagos juntamente com os dividendos, e serão resgatados no vencimento previsto para outubro de 2032, mediante sua conversão em ações preferenciais do capital social das referidas empresas, conforme a seguir demonstrado:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Paulista Lajeado	506.350	506.350	506.350
Ceb Lajeado	151.225	151.225	151.225
Valor de face	657.575	657.575	657.575
Ajuste a valor presente	(457.815)	(494.890)	(561.878)
Valor justo	199.760	162.685	95.697

e) OUTROS - Referem-se substancialmente a certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais do FINOR/FINAM destinados a projetos nas áreas de atuação das controladas Chesf e Eletronorte. A Companhia mantém provisão para perdas na sua realização, constituída com base em valor de mercado, no montante de R\$ 291.772 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 291.817 e 01 de janeiro de 2009 - R\$ 283.690), e apresentada como redutora do respectivo ativo.

A composição da carteira dos fundos exclusivos está classificada no quadro acima conforme a sua natureza.

NOTA 9 - CONTAS A RECEBER

I - Comercialização de energia elétrica - PROINFA

As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito do PROINFA geraram um resultado líquido negativo no exercício de 2010 de R\$ 97.787 (31 de dezembro de 2009 - positivo em R\$ 377.133 e 01 de janeiro de 2009 - R\$ 35.643), não produzindo efeito no resultado líquido do exercício da Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de Ressarcimento.

II - Operações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Os valores relativos às operações praticadas no âmbito da CCEE são registrados com base nas informações disponibilizadas pela Câmara.

A controlada Furnas mantém registrados créditos no montante de R\$ 293.560, relativos à comercialização de energia no âmbito do extinto MAE, referentes ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cuja liquidação financeira está suspensa em função da concessão de liminares em ações judiciais propostas por concessionárias de distribuição

de energia elétrica, contra a ANEEL e o MAE, hoje CCEE. Dada à incerteza de sua realização, a controlada Furnas mantém Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, em valor equivalente à totalidade do crédito, constituída em 2007.

De acordo com as normas estabelecidas no Acordo Geral do Setor Elétrico, a resolução dessas pendências implicaria em uma nova apuração, que seria objeto de liquidação entre as partes sem a interveniência da CCEE. Nesse sentido, é intenção da Administração manter negociações, com a participação da ANEEL e CCEE, visando o equacionamento dos créditos, de forma a viabilizar uma solução negociada para a sua liquidação.

III - Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD

As Controladas constituem e mantêm provisões com observância das normas da ANEEL a partir de análise dos valores constantes do contas a receber vencidos e do histórico de perdas, cujo montante é considerado pelas administrações das Controladas como suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos. O saldo é composto como segue:

	CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Consumidores e Revendedores			
Companhia Energética do Amapá	912.041	727.425	871.017
Créditos Renegociados	20.356	23.576	13.582
Outras	188.859	160.593	88.369
	<u>1.121.256</u>	<u>911.594</u>	<u>972.968</u>
Consumidores das Distribuidoras	<u>716.080</u>	<u>768.185</u>	<u>630.237</u>
CCEE - Energia de Curto Prazo	<u>293.560</u>	<u>293.560</u>	<u>293.560</u>
	<u><u>2.130.896</u></u>	<u><u>1.973.339</u></u>	<u><u>1.896.765</u></u>

As movimentações na PCLD de contas de consumidores e revendedores de energia elétrica no consolidado são as seguintes:

Saldo em 1º de Janeiro de 2009	1.896.765
(+) Complemento	346.207
(-) Reversões/Baixa	(269.633)
Saldo em 31 de dezembro de 2009	1.973.339
(+) Complemento	338.042
(-)Reversões/Baixa	(180.485)
Saldo em 31 de dezembro de 2010	2.130.896

A constituição e a baixa da PCLD foram registradas no resultado do exercício como "Provisões Operacionais" (Nota 42). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

Para fins fiscais, o excesso de provisão constituída, em relação ao disposto na Lei 9.430/1996, está sendo adicionado a apuração do Lucro Real, para efeito de apuração do IRPJ devido e, também, à base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL.

	CONSOLIDADO					
	31/12/2010			31/12/2009	01/01/2009	
	A vencer	Vencidos até 90 dias	+ de 90 dias	Total	Total	Total
CIRCULANTE						
AES ELETROPAULO	117.182	-	-	117.182	95.435	79.761
AES SUL	28.064	-	-	28.064	21.289	19.071
AMPLA	42.731	-	-	42.731	38.824	35.394
ANDE	42.224	-	-	42.224	52.051	55.251
EBE	13.546	-	1.601	15.147	15.220	13.043
CEA	14.325	35.010	877.031	926.366	727.425	566.283
CEB	11.650	-	-	11.650	13.245	25.961
CEEE-D	37.878	-	12	37.890	30.570	28.576
CELESC	50.436	-	-	50.436	40.005	14.835
CELG	43.489	-	-	43.489	36.541	34.315
CELPA	47.125	-	-	47.125	41.434	43.364
CELPE	44.451	-	-	44.451	42.217	48.250
CEMAR	32.427	-	-	32.427	27.709	30.259
CEMIG	85.137	-	-	85.137	81.464	71.246
CESP	2.799	-	-	2.799	3.269	2.798
COELCE	31.451	-	-	31.451	31.674	30.752
COELBA	75.665	-	1.733	77.398	64.440	64.685
COPEL	101.704	-	-	101.704	88.008	81.710
CPFL	19.400	-	-	19.400	24.724	20.280
ELEKTRO	55.185	-	-	55.185	48.692	47.779
ENERSUL	14.587	-	-	14.587	14.697	13.048
ECELSA	24.464	-	2.834	27.298	19.392	16.776
LIGHT	84.798	-	-	84.798	78.330	66.521
PIRATININGA	3.379	-	-	3.379	8.824	3.883
RGE	3.907	-	-	3.907	6.746	6.357
Comercialização CCEE	229.121	43.681	296.148	568.950	365.432	308.646
Uso da Rede Elétrica	435.840	4.481	28.318	468.639	431.676	414.424
PROINFA	287.444	7.672	133.513	428.629	84.664	39.530
Consumidores	422.100	211.393	317.948	951.441	1.003.780	917.876
Poder público	74.103	46.834	333.397	454.334	461.653	487.281
Celg	-	-	52.474	52.474	20.691	24.460
CEMIG	-	-	-	-	-	16.624
Rolagem da dívida dos Estados	-	-	128.635	128.635	150.286	128.399
Tesouro Nacional	-	-	96.459	96.459	130.186	113.236
Casal	-	-	7.000	7.000	6.463	5.125
Outros	555.533	54.352	434.230	1.044.115	768.362	1.139.358
(-) PCLD	-	-	(2.130.896)	(2.130.896)	(1.973.339)	(1.896.765)
	3.032.145	403.423	580.437	4.016.006	3.102.079	3.118.392
NÃO CIRCULANTE						
Celg	-	-	141.037	141.037	222.544	286.097
Acordo Reestr.Dívida Externa - Garantia	-	-	119.769	119.769	110.274	171.810
Rolagem da dívida dos Estados	-	-	544.043	544.043	490.718	547.831
Tesouro Nacional	-	-	455.789	455.789	406.684	458.379
Casal	-	-	107.266	107.266	99.974	97.542
Outros	-	-	102.311	102.311	100.886	312.404
	-	-	1.470.215	1.470.215	1.431.080	1.874.063
	3.032.145	403.423	2.050.652	5.486.220	4.533.159	4.992.456

V - Créditos Renegociados

Os créditos renegociados formalizam-se por contratos de parcelamentos de débitos acumulados pelos devedores, prevêm juros e atualizações monetárias, com prazos fixados para a amortização do principal e dos encargos, e são considerados recuperáveis pela Administração da Companhia, onde cabe destaque:

a) Oriundos de energia elétrica repassada à CELG -

A Eletrobras renegociou, em 2003, os créditos decorrentes do repasse de energia da Itaipu Binacional à CELG, sub-rogados por Furnas à Eletrobras, no montante de R\$ 392.021. A repactuação prevê a realização desses créditos mediante transferência, efetuada diretamente pela instituição financeira arrecadadora da distribuidora, de 3,34% de seu faturamento bruto mensal. O parcelamento tem um prazo estimado para a sua quitação total de 216 meses, contados a partir de janeiro de 2004, e é corrigido pela variação do dólar norte-americano. O saldo em 31 de dezembro de 2010 corresponde a R\$ 80.604 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 140.555 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 244.924), sendo R\$ 35.247 registrada no ativo não circulante (31 de dezembro de 2009 - R\$ 143.448 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 181.307).

De forma semelhante, a controlada Furnas renegociou, em dezembro de 2003, o montante de R\$ 378.938, relativos a créditos de energia própria, sendo o prazo estimado de pagamento de 216 meses, corrigido mensalmente pelo IGP-M e juros de 1% a.m.. O pagamento mensal corresponde a 2,56% do faturamento bruto da CELG e está lastreado em garantia baseada em conta bancária vinculada, sendo o saldo da dívida, em 31 de dezembro de 2010, correspondente a R\$ 193.511 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 220.009 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 310.557), sendo R\$ 141.037 registrado no ativo não circulante (31 de dezembro de 2009 R\$ 170.182 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 286.097).

b) Rolagem da dívida dos Estados

Em conformidade com o Programa de Saneamento das Finanças do Setor Público, implementado pela Lei 8.727/93, a controlada Furnas firmou contrato de cessão de crédito com a União, para refinanciamento de dívidas da CELG existentes àquela época, relativas à compra de energia, a serem realizados em 240 meses, contados a partir de abril de 1994. Os créditos são atualizados com base no IGP-M e remunerados a 11 % a.a., e

montam R\$ 552.298 em 31 de dezembro de 2010 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 536.870 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 727.184).

A controlada Eletrosul, no âmbito do mesmo programa de saneamento financeiro, detém créditos junto à União atualizados pelo IGP-M e acrescidos de juros de 12,68% a.a., no montante de R\$ 672.678, em 31 de dezembro de 2010 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 641.004 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 676.230), sendo R\$ 128.638 no ativo não circulante (31 de dezembro de 2009 - R\$ 150.286 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 547.831), decorrentes da assunção de direitos que a controlada possuía junto às concessionárias estaduais de energia elétrica, os quais serão realizados em 240 meses, contados a partir de abril de 1994.

A legislação regente prevê que, vencido o prazo de 20 anos e remanescendo saldo a receber, o parcelamento poderá ser estendido por mais 10 anos. Esta hipótese é possível de ocorrer, uma vez que a União repassa somente os recursos efetivamente recebidos dos Estados que, por sua vez, estão limitados por lei a níveis de comprometimento de suas receitas.

NOTA 10 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS CONCEDIDOS

Os financiamentos e empréstimos concedidos são efetuados com recursos próprios da Companhia, além dos recursos setoriais, de recursos externos captados através de agências internacionais de desenvolvimento, instituições financeiras, como, também, decorrentes do lançamento de títulos no mercado financeiro internacional.

Todos os financiamentos e empréstimos concedidos estão respaldados por contratos formais firmados com as mutuárias. Os recebimentos destes valores, em sua maioria, estão previstos em parcelas mensais, amortizáveis em um prazo médio de 10 anos, sendo a taxa média de juros, ponderada pelo saldo da carteira, de 6,15% a.a..

Os financiamentos e empréstimos concedidos, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 52% do total da carteira. Já os que prevêem atualização com base

em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 2,77% do saldo da carteira.

Os valores de mercado desses ativos são equivalentes aos seus valores contábeis, visto serem operações específicas do setor e formadas em parte através de recursos de Fundos Setoriais e que não encontram condições semelhantes como parâmetro de avaliação.

I - Créditos junto à AES-Eletropaulo - Ação Judicial

Em 1989, a Companhia ajuizou ação ordinária de cobrança contra a Eletropaulo, objetivando receber créditos oriundos de financiamentos não honrados nos seus respectivos vencimentos, segundo critérios avençados nas cláusulas e condições estabelecidas.

Tramitado o feito, foi publicada sentença em abril de 1999, condenando a Eletropaulo ao pagamento da importância financiada e não adimplida. Posteriormente, foi confirmado o trânsito em julgado da sentença, significando dizer que a Eletropaulo não recorreu da decisão de primeiro grau. Conseqüentemente foi proposta a execução por título judicial pela Eletrobras perante a Quinta Vara cível do Rio de Janeiro determinando o pagamento.

Contudo, em janeiro de 1998, ocorreu a cisão parcial de ativos da Eletropaulo, originando três empresas distintas - EMAE - Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A., EPTE - Empresa Paulista de Transmissão de Energia S.A. e EBE - Empresa Brasileira de Energia S.A., sendo que a Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A., teve a sua razão social alterada para Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A..

A Eletropaulo questionou a ilegitimidade por conta do Protocolo da Cisão Parcial, sendo indeferido e determinado o prosseguimento da execução. Em dezembro de 2003 foi interposto Recurso de Agravo de Instrumento pela Eletropaulo, com requerimento de efeito suspensivo contra a decisão que determinara o prosseguimento da execução, o qual foi concedido entendendo que a Eletropaulo não seria legítima para suportar a demanda executiva e sim a CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (antiga EPTE), por força do referenciado protocolo.

Foram interpostos Recursos Extraordinário e Especial pela Companhia discutindo o julgamento do Recurso da Eletropaulo, sendo provido no sentido de que a execução

deveria prosseguir e que a defesa da Eletropaulo deveria ser atacada via embargos do devedor e não em exceção. Desta decisão a Eletropaulo manejou embargos de declaração, posteriormente Agravo Regimental e, finalmente, embargos de divergência cuja decisão final foi publicada em novembro de 2007 negando de toda sorte o citado Recurso da Eletropaulo. Após esgotar toda a possibilidade de êxito perante o Superior Tribunal de Justiça - STJ, a Eletropaulo apresentou recurso extraordinário ao Supremo Tribunal Federal - STF, sendo o mesmo negado seguimento de forma monocrática pelo Ministro, conforme decisão publicada no dia 28 de março de 2008.

Diante deste cenário, a Administração da Eletrobras dará continuidade ao processo de execução e, amparada na opinião de seus consultores jurídicos, considera a realização do crédito como praticamente certa.

Tais créditos atingem, em 31 de dezembro de 2010, o montante de R\$ 410.017 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 397.594), que representa a melhor estimativa do valor de realização da companhia no atual estágio do processo.

II - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 228.477 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 192.232) correspondente ao principal e ao serviço da dívida de empresas em inadimplência. Tal volume de provisão é julgado suficiente pela administração da Companhia para fazer face a eventuais perdas nestes ativos, com base em análise do comportamento da carteira.

As movimentações na PCLD dos financiamentos e empréstimos concedidos da Companhia são as seguintes:

Saldo em 1º de dezembro de 2009	117.676
(+) Complemento	137.534
(-) Reversões	(62.978)
Saldo em 31 de dezembro de 2009	192.232
(+) Complemento	50.409
(-) Reversões	(14.164)
Saldo em 31 de dezembro de 2010	228.477

A constituição e a baixa da PCLD foram registradas no resultado do exercício como "Provisões Operacionais" (Nota 42). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

III - Capitalização de AFAC:

O Conselho de Administração da Eletrobras aprovou, em outubro de 2009, a capitalização de empresas controladas, no montante de R\$ 11.770.400, correspondente aos adiantamentos para futuro aumento de capital (AFAC), então existentes, no montante de R\$ 2.945.835 e de parte dos financiamentos concedidos às empresas controladas, no montante de R\$ 9.043.089 .

CONTROLADORA

	31/12/2010												31/12/2009												01/01/2009											
	ENCARGOS		PRINCIPAL				ENCARGOS		PRINCIPAL				ENCARGOS		PRINCIPAL				ENCARGOS		PRINCIPAL															
	CIRCULANTE				NÃO		CIRCULANTE				NÃO		CIRCULANTE				NÃO		CIRCULANTE				NÃO													
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE		CIRCULANTE		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE		CIRCULANTE		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE		CIRCULANTE		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE		CIRCULANTE													
Controladas e Controlada em Conjunto																																				
FURNAS	7,13	9.389	100.681		1.803.612		7,58	7.246	512.610		821.835		10,00	8.082	78.073		1.091.846																			
CHESF	7,17	44	24.454		131.747		8,75	-	102.921		150.876		11,47	31.575	440.873		2.988.359																			
ELETROSUL	6,86	4.147	42.613		733.562		7,46	6.389	97.681		566.020		7,56	1.168	77.274		513.719																			
ELETRONORTE	7,45	12.591	237.971		3.568.778		13,07	10.235	224.254		3.223.741		13,58	15.499	231.349		7.342.563																			
ELETRONUCLEAR	8,99	7.351	52.823		546.904		11,73	1.682	69.987		3.042.036		12,69	2.176	64.870		2.835.655																			
CGTEE	3,57	1.284	85.666		834.738		2,54	538	62.361		719.292		6,39	816	-		574.138																			
CEAL	7,63	1.024	55.353		152.730		6,61	-	(0)		117.409		10,49	3.435	39.874		303.656																			
CERON	6,72	630	15.736		93.108		8,45	752	-		98.859		12,57	1.472	53.617		396.735																			
CEPISA	7,06	2.074	39.776		313.137		9,39	561	-		315.330		11,43	984	84.663		348.331																			
ELETROACRE	10,40	451	46.904		17.390		7,39	-	2.352		22.366		12,03	351	9.557		30.161																			
AMAZONAS	7,37	2.631	95.743		418.339		7,95	2.297	-		363.337		11,02	-	140.254		589.101																			
ITAIPU	7,09	0	897.087		10.446.168		7,09	-	1.143.038		11.826.932		7,08	-	60.944		18.355.584																			
		41.615	1.694.809		19.060.212			29.700	2.215.204		21.268.033			65.559	1.281.348		35.369.848																			
OUTRAS																																				
CEMIG	6,44	2.140	74.962		340.569		6,22	222	57.735		343.741		6,76	2.456	63.022		372.732																			
COPEL	7,40	1.882	47.497		258.771		8,39	14	37.627		261.716		10,21	2.103	38.771		272.558																			
CEEE	6,44	736	8.130		99.471		8,01	538	26.779		56.955		9,33	275	67.280		46.810																			
DUKE	-	-	-		-		10,00	2.049	126.593		362.530		10,00	2.375	168.691		439.233																			
AES ELETROPAULO	10,38	299.218	108.840		2.639		10,48	286.780	108.062		513		10,00	274.406	117.931		-																			
TRACIBEL	12,00	(0)	10.796		-		12,00	435	32.711		10.796		12,00	707	29.611		41.114																			
CELPE	6,10	1.070	16.976		53.350		6,00	961	16.976		62.286		6,00	867	17.173		77.957																			
CEMAR	5,85	1.654	48.214		367.187		5,94	-	30.225		363.860		5,09	1.154	26.352		317.532																			
CESP	9,38	958	33.406		185.709		9,34	1.067	30.778		201.823		9,36	1.167	28.121		235.273																			
OUTRAS	6,36	120.849	358.851		1.752.129		3,33	116.087	611.125		2.245.645		-	103.699	521.721		2.364.100																			
(-) PCLD		(101.123)	(127.341)		(2.254)			(82.257)	(109.975)		-			(58.221)	(59.454)		-																			
		327.384	580.331		3.057.571			325.896	968.636		3.909.865			330.988	1.019.219		4.167.309																			
		368.999	2.275.140		22.117.783			355.596	3.183.840		25.177.898			396.547	2.300.567		39.537.157																			

CONSOLIDADO

	31/12/2010		31/12/2009				01/01/2009					
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	CIRCULANTE		NÃO		CIRCULANTE		NÃO		CIRCULANTE		NÃO	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE
Controladas e Controlada em Conjunto												
FURNAS	7,13	-	-	-	7,58	-	-	-	10,00	-	-	-
CHESF	7,17	-	-	-	8,75	-	-	-	11,47	-	-	-
ELETROSUL	6,86	-	-	-	7,46	-	-	-	7,56	-	-	-
ELETRONORTE	7,45	-	-	-	13,07	-	-	-	13,58	-	-	-
ELETRONUCLEAR	8,99	-	-	-	11,73	-	-	-	12,69	-	-	-
CGTEE	3,57	-	-	-	2,54	-	-	-	6,39	-	-	-
CEAL	7,63	-	-	-	6,61	-	-	-	10,49	-	-	-
CERON	6,72	-	-	-	8,45	-	-	-	12,57	-	-	-
CEPISA	7,06	-	-	-	9,39	-	-	-	11,43	-	-	-
ELETROACRE	10,40	-	-	-	7,39	-	-	-	12,03	-	-	-
AMAZONAS	7,37	-	-	-	7,95	-	-	-	11,02	-	-	-
ITAIPU	7,09	0	448.544	5.223.083	7,09	-	571.519	5.913.466	7,08	-	30.472	9.177.791
		0	448.544	5.223.083		-	571.519	5.913.466		-	30.472	9.177.791
OUTRAS												
CEMIG	6,44	2.140	74.962	340.569	6,22	222	57.735	343.741	6,76	2.456	63.022	372.732
COPEL	7,40	1.882	47.497	258.771	8,39	14	37.627	261.716	10,21	2.103	38.771	272.558
CEEE	6,44	736	8.130	99.471	8,01	538	26.779	56.955	9,33	275	67.280	46.810
DUKE	-	-	-	-	10,00	2.049	126.593	362.530	10,00	2.375	168.691	439.233
AES ELETROPAULO	10,38	299.218	108.840	2.639	10,48	286.780	108.062	513	10,00	274.406	117.931	-
TRACTIBEL	12,00	(0)	10.796	-	12,00	435	32.711	10.796	12,00	707	29.611	41.114
CELPE	6,10	1.070	16.976	53.350	6,00	961	16.976	62.286	6,00	867	17.173	77.957
CEMAR	5,85	1.654	48.214	367.187	5,94	-	30.225	363.860	5,09	1.154	26.352	317.532
CESP	9,38	958	33.406	185.709	9,34	1.067	30.778	201.823	9,36	1.167	28.121	235.273
OUTRAS	6,36	120.881	361.830	1.771.646	3,33	117.106	670.248	2.262.142	-	104.862	639.299	2.424.178
(-) PCLD		(101.124)	(127.341)	(2.254)		(82.257)	(109.975)	-		(58.221)	(59.454)	-
		327.415	583.310	3.077.088		326.915	1.027.759	3.926.362		332.151	1.136.797	4.227.387
		327.415	1.031.854	8.300.171		326.915	1.599.278	9.839.828		332.151	1.167.269	13.405.178

A parcela do longo prazo dos financiamentos e empréstimos concedidos com recursos ordinários e setoriais, inclusive os repasses, vencem em parcelas variáveis, conforme demonstrado abaixo:

	2012	2013	2014	2015	Após 2015	Total
Controlado	1.635.679	1.532.052	1.269.282	1.073.702	16.607.068	22.117.783
Consolidad	613.823	574.935	476.325	402.930	6.232.158	8.300.171

NOTA 11 - REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS

Os valores apresentados referem-se a dividendos e juros sobre o capital próprio a receber, líquidos de Imposto de Renda Retido na Fonte, quando aplicável, decorrentes de investimentos de caráter permanente mantidos pela Eletrobras.

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Furnas	17.846	-	106.712	-	-	-
Chesf	429.325	147.108	263.615	-	-	-
Eletrosul	19.282	53.694	67.848	-	-	-
Eletronuclear	-	13.063	7.187	-	-	-
Eletronorte	32.998	285.943	-	-	-	-
Eletropar	2.277	138	2.067	-	-	-
CGTEE	8.240	-	-	-	-	-
Itaipu	40.153	27.722	27.206	39.736	27.287	13.184
CTEEP	114.061	-	-	114.061	-	-
Outros	19.891	40.153	37.762	24.807	51.439	48.767
	<u>684.073</u>	<u>567.821</u>	<u>512.397</u>	<u>178.604</u>	<u>78.726</u>	<u>61.951</u>

NOTA 12 - IMPOSTO DE RENDA E OUTROS IMPOSTOS A RECUPERAR OU COMPENSAR

Os tributos a recuperar ou compensar estão demonstrados pelo valor líquido de eventuais perdas de realização e assim representados:

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
ATIVO CIRCULANTE						
Imposto de renda - fonte	745.504	832.284	146.107	1.440.502	1.124.526	244.399
Antecipações de IRPJ e CSLL	603.622	227.593	-	36.220	24.565	82.186

PASEP/COFINS compensáveis	21.007	21.790	-	215.828	84.392	85.528
ICMS a recuperar	-	-	-	21.683	13.024	61.418
Outros	-	-	-	111.672	80.426	36.352
	<u>1.370.133</u>	<u>1.081.667</u>	<u>146.107</u>	<u>1.825.905</u>	<u>1.326.933</u>	<u>509.883</u>
ATIVO NÃO CIRCULANTE						
Imposto de renda - fonte	-	-	-	-	-	-
Créditos tributários	-	-	-	-	-	-
ICMS a recuperar	-	-	-	1.124.202	863.525	746.334
PIS/COFINS a recuperar	-	-	-	401.439	522.631	475.499
Ativos Fiscais Diferidos	1.835.272	1.892.008	1.348.168	2.813.041	3.107.067	2.228.884
	<u>1.835.272</u>	<u>1.892.008</u>	<u>1.348.168</u>	<u>4.338.682</u>	<u>4.493.223</u>	<u>3.450.717</u>
	<u>3.205.405</u>	<u>2.973.675</u>	<u>1.494.275</u>	<u>6.164.587</u>	<u>5.820.156</u>	<u>3.960.600</u>

I - Ativos Fiscais Diferidos

Os Ativos Fiscais Diferidos têm seu aproveitamento em função da realização dos eventos que lhe deram origem. Considerando o histórico de rentabilidade da Companhia, bem como a expectativa de geração de lucros tributáveis nos próximos exercícios, o reconhecimento desses ativos está fundamentado na capacidade de realização do ativo, identificada a partir de análises de tendências futuras, fundamentada em estudo técnico elaborado com base em premissas e cenários macroeconômicos, comerciais e tributários, que podem sofrer alterações no futuro.

II - ICMS, PIS/PASEP E COFINS a Recuperar Sobre Aquisição de Combustível

Através da Resolução Normativa 303/2008, a ANEEL estabeleceu metodologia e procedimentos para apuração, demonstração e validação do montante do ICMS contabilizado como custo decorrente da aquisição de combustíveis, bem como a apuração, demonstração, fiscalização e pagamento do passivo a ser restituído a CCC-ISOL pelos agentes beneficiários que receberam reembolso de ICMS em montante superior ao efetivo custo incorrido com esse imposto.

O Ofício Circular 2.775/2008 - SFF/ANEEL regula a devolução à Conta de Consumo de Combustível - CCC dos valores equivalentes aos créditos de PIS/PASEP e COFINS tomados sobre o combustível adquirido para geração de energia elétrica no regime da não cumulatividade, no período de 2004 a 2008.

A administração da controlada Amazonas Energia entendia, até o exercício de 2007, que o combustível comprado para fins de geração de energia elétrica, subsidiado pela CCC, não dava direito a créditos na apuração do PIS/PASEP e da COFINS e assim procedia. Diante dos novos fatos, a administração da controlada, amparada na opinião de seus consultores jurídicos, registrou, em 2008, o crédito tributário das aquisições de óleo efetuadas pela empresa no período determinado pela ANEEL, apurando um crédito tributário de R\$ 498.171.

A utilização dos créditos fiscais reconhecidos é condicionada a operações futuras que originem débitos fato este que, na opinião da administração da controlada, ocorrerá mesmo na hipótese prevista de substituição do óleo combustível pelo gás natural, como insumo na geração de energia elétrica e a entrada da região de Manaus no Sistema Interligado Nacional - SIN. A Lei 12.111/09 estabelece mecanismos que possibilitam que a conta de impostos a recuperar decorrente de compra de combustível deixe de acumular créditos e passe a ser realizado nas operações de distribuição em um prazo estimado de aproximadamente 4 anos. Em 2010, o montante de R\$ 267.490, corresponde à créditos relativos aos anos de 2006, 2007 e 2008 que, em razão da previsão de utilizá-los, foram julgados como não sendo passíveis de recuperabilidade e desta forma ficaram sujeitos a *impairment*, reconhecido em atendimento ao CPC 01.

III - Inconstitucionalidade do PIS/PASEP e COFINS

O Supremo Tribunal Federal - STF declarou a inconstitucionalidade do parágrafo 1º do artigo 3º da Lei 9.718/98, que ampliou a base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS e deu, naquela época, novo conceito ao faturamento, que passou a abranger a totalidade das receitas auferidas pela pessoa jurídica, independente do tipo de atividade exercida e a classificação contábil adotada. Tal dispositivo não possuía previsão constitucional que o amparasse, tendo sido objeto de emenda constitucional posterior.

Com base no Código Tributário Nacional - CTN, as empresas do Sistema Eletrobras buscam o reconhecimento de seu direito ao crédito e a restituição do valor pago a maior em decorrência da inconstitucionalidade da ampliação da base de cálculo dessas

contribuições, sendo que, até a conclusão destas Demonstrações Contábeis, não havia decisão final sobre a questão.

As empresas do Sistema Eletrobras possuem, portanto, créditos fiscais em potencial de PIS/PASEP e de COFINS, que estão em fase de determinação e, portanto, não reconhecidos nestas Demonstrações Financeiras, uma vez que a referida declaração de inconstitucionalidade somente beneficia as empresas autoras dos recursos extraordinários julgados.

NOTA 13 - DIREITO DE RESSARCIMENTO

I - Reembolso da CCC-Isol

Com o advento da Lei 12.111/2009 e do Decreto 7.246/2010 foi alterada a sistemática de subvenção dos sistemas isolados. A subvenção CCC que outrora subsidiava somente os custos com combustíveis agora passará a reembolsar o montante igual à diferença entre o custo total de energia elétrica e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada - ACR do Sistema Interligado Nacional - SIN.

No custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, deverão ser incluídos os custos relativos a:

- a) à contratação de energia e de potência associada;
- b) à geração própria para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica;
- c) aos encargos e impostos; e
- d) aos investimentos realizados.

Incluem-se, também, no custo total de geração os demais custos associados à prestação do serviço de energia elétrica em regiões remotas dos Sistemas Isolados, caracterizadas por grande dispersão de consumidores e ausência de economia de escala, conforme regulamento.

NOTA 14 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

Abaixo, está apresentada a composição do estoque de longo prazo de combustível nuclear destinado à operação da UTN Angra I e UTN Angra II:

NÃO CIRCULANTE	CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Estoque de Combustível Nuclear			
Concentrado de urânio	65.179	111.199	104.442
Elementos prontos	392.133	239.771	141.888
Material de almoxarifado	275.599	267.303	259.213
Em curso - combustível nuclear	66.645	137.161	214.751
	<u>799.556</u>	<u>755.434</u>	<u>720.294</u>

NOTA 15 - ADIANTAMENTOS PARA PARTICIPAÇÃO SOCIETÁRIA

A Companhia apresenta, no ativo não circulante, valores correspondentes a adiantamentos para futuro aumento de capital nas seguintes investidas:

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Controladas						
Furnas	-	31.154	31.154	-	-	-
Chesf	-	3.018.051	294.397	-	-	-
Eletrosul	735.905	430.144	94.576	-	-	-
Eletronorte	631.793	4.023.201	-	-	-	-
Eletropar	-	62.285	62.285	-	-	-
Eletronuclear	3.309.744	-	-	-	-	-
Cgtee						

	324.000	38.850	-	-	-	-
Ceal	7.485	525.485	235.833	-	-	-
Ceron	72.671	1.117.860	718.688	-	-	-
Cepisa	183.953	779.224	494.369	-	-	-
Eletoacre	218.925	180.567	143.321	-	-	-
Amazonas	57.267	1.573.796	-	-	-	-
	<u>5.541.745</u>	<u>11.780.617</u>	<u>2.074.623</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Outros investimentos	<u>7.140</u>	<u>4.001</u>	<u>4.027</u>	<u>7.140</u>	<u>4.001</u>	<u>4.027</u>
	<u><u>5.548.885</u></u>	<u><u>11.784.618</u></u>	<u><u>2.078.650</u></u>	<u><u>7.140</u></u>	<u><u>4.001</u></u>	<u><u>4.027</u></u>

NOTA 16 - INVESTIMENTOS

16.1

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Avaliados por Equivalência Patrimonial						
a) Controladas						
Chesf	17.138.688	12.952.651	12.255.307	-	-	-
Eletronorte	10.255.947	6.273.393	5.965.885	-	-	-
Eletrosul	2.629.792	2.417.701	2.336.978	-	-	-
Furnas	13.273.623	12.759.202	12.711.166	-	-	-
CGTEE	353.907	288.921	164.212	-	-	-
Eletronuclear	2.940.641	3.128.305	2.924.999	-	-	-
Eletropar	172.418	98.827	82.100	-	-	-
Itaipu						

	83.310	87.060	116.851	-	-	-
Distribuidora Rondônia						
	272.772	-	-	-	-	-
Distribuidora Alagoas						
	274.006	-	-	-	-	-
Amazonas Energia						
	372.012	-	-	-	-	-
Mangue Seco II						
	3.318	-	-	-	-	-
CHC						
	8.139	-	-	-	-	-
Norte Energia						
	24.779	-	-	-	-	-
IGESA						
	8.491	6.710	-	-	-	-
	47.811.843	38.012.771	36.557.499	-	-	-
b) Coligadas						
Celpa	305.304	339.796	320.172	305.304	339.796	320.172
CEEE-GT	627.300	539.023	189.178	627.300	539.023	189.178
Cemat	480.650	473.037	429.876	480.650	473.037	429.876
Emae	317.116	312.881	316.260	328.656	324.131	329.870
CTEEP	1.616.274	1.647.206	1.555.035	1.632.607	1.665.285	1.580.581
Cemar	302.263	244.749	197.649	302.263	244.749	197.649
Lajeado Energia	539.588	527.677	231.366	539.588	527.677	231.366
Ceb Lajeado	72.907	73.151	69.478	72.907	73.151	69.478
Paulista Lajeado	26.900	27.862	27.357	26.900	27.862	27.357
CEEE-D	377.518	415.005	5.913	377.518	415.005	5.913
Serra do Facão	-	-	-	-	-	274.425
Intesa	-	-	-	-	-	68.673
AETE	-	-	-	-	-	25.200
Norte Brasil						

Transmissora Porto Velho	-	-	-	-	15.190	-
Transmissora Transmissora Matogrossense de Energia	-	-	-	-	9.190	-
Retiro Baixo	-	-	-	-	57	58
Centroeste de Minas	-	-	-	-	84	1.941
Brasnorte	-	-	-	-	89.009	89.009
Brasventos Eolo	-	-	-	2.232	-	-
Rei Dos Ventos 3	-	-	-	2.196	-	-
Brasventos Miassaba 3	-	-	-	3.335	-	-
Baguari	-	-	-	82.172	79.225	61.925
Águas da Pedra	-	-	-	125.089	123.602	123.970
Chapecoense	-	-	-	57	3.981	270.630
Amapari	-	-	-	27.997	32.236	37.489
Outros	-	-	-	25	23	-
	<u>4.665.818</u>	<u>4.600.387</u>	<u>3.342.283</u>	<u>4.936.794</u>	<u>4.983.048</u>	<u>4.334.759</u>
SUBTOTAL	<u>52.477.661</u>	<u>42.613.159</u>	<u>39.899.782</u>	<u>4.936.794</u>	<u>4.983.048</u>	<u>4.334.759</u>
Mantidos a Valor Justo						
Celesc	165.711	145.593	144.786	165.711	145.593	144.786
Cesp	161.439	181.872	88.382	161.439	181.872	88.382
Coelce	153.430	163.746	119.359	153.430	163.746	119.359
AES Tietê EEVP	725.821	604.743	449.024	725.821 17.657	604.743 15.895	449.024 7.979

	17.657	15.895	7.979			
Energisa(Saelpa + CELB)	68.966	77.552	213.030	68.966	77.552	213.030
CELG	322	276	287	322	276	287
CELPE	51.321	52.546	34.909	51.321	52.546	34.909
COPEL	58.169	55.873	33.677	58.169	55.873	33.677
AES Eletropaulo	-	-	-	67.291	72.300	54.319
Energias do Brasil	-	-	-	19.170	16.615	11.192
CPFL Energia	-	-	-	35.094	30.077	25.682
Guascor	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300
EATE	5.344	5.344	16.961	5.344	5.344	16.961
Tangara	21.738	21.738	21.738	21.738	21.738	21.738
Elejor	-	-	9.829	-	-	9.829
CDSA	11.801	11.801	11.801	11.801	11.801	11.801
CEA	20	20	20	20	20	20
CEB	3.528	3.528	3.528	3.528	3.528	3.528
CER	102	102	102	102	102	102
Outros	6.576	49.168	10.368	114.556	167.196	126.916
	1.455.246	1.393.097	1.169.080	1.684.781	1.630.117	1.376.821
SUBTOTAL	53.932.907	44.006.256	41.068.862	6.621.575	6.613.166	5.711.580
Provisão para perdas em investimentos	(1.896.927)	(1.325.059)	(668.436)	(1.896.927)	(1.325.059)	(668.436)
TOTAL	52.035.980	42.681.197	40.400.426	4.724.647	5.288.107	5.043.144

16.2 - Mutação dos investimentos - Controladora

Controladas e coligadas	Saldo em 01/01/2009	Aquisição de capital	Integralização de capital	Absorção de Prejuízos	Equivalência	Outros Resultados Abrangentes	Ajuste em patrimônio líquido	Dividendos	Juros sobre capital próprio	Saldo em 31/12/2009
Chesf	12.255.307	-	-	-	900.879	257.012	-	(460.546)	-	12.952.651
Eletronorte	5.965.885	-	-	-	297.173	281.333	14.945	(285.943)	-	6.273.393
Eletrosul	2.336.978	-	-	-	213.817	(11.534)	-	(121.559)	-	2.417.701
Furnas	12.711.166	-	-	-	345.467	(56.229)	11.352	(252.553)	-	12.759.202
CGTEE	164.212	-	-	-	128.140	(3.432)	-	-	-	288.921
Eletronuclear	2.924.999	-	-	-	217.832	34.443	-	(48.970)	-	3.128.305
Eletropar	82.100	-	-	-	8.818	22.687	(8.438)	(6.339)	-	98.828
Itaipu	116.851	-	-	-	-	(29.791)	-	-	-	87.060
IGESA	-	7.858	-	-	(869)	(279)	-	-	-	6.710
Celipa	320.172	-	-	-	30.150	-	-	(10.526)	-	339.796
CEEE-GT	189.178	-	-	-	510.308	-	(144.257)	(16.206)	-	539.023
Cemat	429.876	-	-	-	61.174	-	-	(6.145)	(11.867)	473.037
EMAE	316.260	-	-	-	(2.937)	-	-	(442)	-	312.881
CTEEP	1.555.035	14.909	-	-	304.536	-	-	(138.734)	(88.541)	1.647.206
Cemar	197.649	-	-	-	66.557	-	-	(19.457)	-	244.749
Lajeado Energia	231.366	272.575	-	-	43.698	-	-	-	(19.962)	527.677
CEB lajeado	69.478	-	-	-	15.466	-	-	(11.793)	-	73.150
Paulista Lajeado	27.357	-	-	-	7.957	-	-	(7.451)	-	27.862
CEEE-D	5.913	-	-	-	629.932	-	(220.841)	-	-	415.005
	39.899.782	295.342	-	-	3.778.098	494.210	(347.239)	(1.386.664)	(120.370)	42.613.157

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2009	Aquisição de capital	Integralização de capital	Absorção de Prejuízos	Equivalência	Outros Resultados Abrangentes	Ajuste em patrimônio líquido	Dividendos	Juros sobre capital próprio	Saldo em 31/12/2010
Chesf	12.952.651	-	3.018.050	-	2.167.434	(163.567)	-	(835.881)	-	17.138.688
Eletronorte	6.273.393	-	4.023.201	-	138.939	(128.600)	(17.988)	(32.998)	-	10.255.947
Eletrosul	2.417.701	-	332.644	-	67.454	(28.300)	-	(159.708)	-	2.629.792
Furnas	12.759.202	-	31.154	-	632.598	(131.485)	-	(17.846)	-	13.273.623

CGTEE	288.921	-	38.850	-	41.191	(6.815)	-	(8.240)	-	353.907
Eletronuclear	3.128.305	-	-	-	(134.498)	29.060	-	(82.226)	-	2.940.641
Eletropar	98.827	-	62.285	-	19.464	(5.458)	-	(2.701)	-	172.418
Itaipu	87.060	-	-	-	-	(3.750)	-	-	-	83.310
Ceron	-	-	1.117.860	(858.930)	13.842	-	-	-	-	272.772
Ceal	-	-	525.484	(208.861)	(42.617)	-	-	-	-	274.006
Amazonas Energia	-	-	1.949.359	(223.419)	(1.353.554)	(374)	-	-	-	372.012
Mangue Seco II	-	4.178	-	-	(860)	-	-	-	-	3.318
CHC	-	-	10.431	-	(1.590)	(702)	-	-	-	8.139
Norte Energia	-	25.112	-	-	(333)	-	-	-	-	24.779
IGESA	6.710	3.496	-	-	(1.614)	(101)	-	-	-	8.491
Celpa	339.796	-	-	-	(34.492)	-	-	-	-	305.304
CEEE-GT	539.023	-	-	-	67.159	-	21.117	-	-	627.299
Cemat	473.037	-	-	-	7.613	2.455	-	-	(2.455)	480.650
EMAE	312.881	-	-	-	5.453	-	-	(1.218)	-	317.116
CTEEP	1.647.206	27.151	-	-	287.671	(12.134)	-	(244.506)	(89.114)	1.616.274
Cemar	244.749	-	-	-	93.533	(1)	(22.859)	(13.159)	-	302.263
Lajeado Energia	527.677	-	-	-	61.873	4.142	-	(20.577)	(33.527)	539.588
CEB lajeado	73.151	-	-	-	14.012	(1)	-	(14.256)	-	72.906
Paulista Lajeado	27.862	-	-	-	6.709	-	-	(7.672)	-	26.899
CEEE-D	415.005	-	-	-	(37.487)	-	-	-	-	377.518
	42.613.157	59.937	11.109.318	(1.291.210)	2.017.900	(445.631)	(19.730)	(1.440.988)	(125.096)	52.477.660

16.3 - Informações das Investidas

31/12/2010

Coligada/Controlada	% Part.	Ativo	Passivo
Amapari	49%	120.287	-
Amazônia Eletronorte Transmissora	49%	174.953	-

Artemis Transmissora	49%	280.905	126.239
Baguari Energia	31%	-	-
Boa Vista Energia	100%	293.769	-
Brasnorte Transmissora	50%	269.994	-
Brasventos Eolo	49%	-	-
Brasventos Miassaba 3	49%	-	-
CEB Lajeado	-	363.643	30.470
CELPA	-	2.861.740	3.327.588
Ceron	100%	1.256.754	983.982
CEMAT	-	3.328.329	2.159.719
Chapecoense.	40%	2.721.112	2.008.691
Chesf	100%	20.688.689	3.472.528
Cia de Transm. Centroeste de Minas	49%	49.132	13.932
CEEE-GT	100%	3.918.135	1.599.016
Transirapé	25%	85.492	43.340
Transleste	24%	157.284	62.514
Transudeste	25%	98.701	44.715
CGTEE	99,96 %	1.801.847	1.447.762
Ceal	100%	888.341	614.381
CEMAR	-	2.807.608	1.899.555
Cepisa	-	-	-
CEEE-D	-	4.019.615	2.272.782
Construtora Integração	49%	11.470	2.302
CTEEP	-	6.931.418	2.367.583
ELETROPAR	83,71 %	211.190	31.948
ELETRONUCLEAR	99,80 %	7.806.727	4.860.487
Eletrosul	100%	-	-
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai	27%	118.686	53.272
EMAE	-	1.133.069	320.369
Agua da Pedra	49%	781.878	531.731
Enerpeixe	40%	2.080.693	878.144
Eólica Cerro Chato I	90%	23.299	23.408
Eólica Cerro Chato II	90%	23.422	23.523
Eólica Cerro Chato III	90%	23.465	23.569
ESBR	40%	6.624.371	4.564.365
Estação Transmissora	100%	640.056	-
Goiás Transmissão	49%	28.372	1.496
Inambari	49%	30.046	1.167
Integração Transmissora	49%	619.698	381.944
IE Madeira	49%	681.938	421.900
Lajeado Energia	-	2.346.448	548.458
Linha Verde Transmissora	49%	104.393	-
Madeira Energia	39%	8.393.184	8.294.170

Manaus Construtora	50%	33.221	2.714
Manaus Transmissora	50%	700.949	-
MGE Transmissão	49%	18.675	992
Norte Brasil Transmissora	49%	249.196	-
Norte Energia	30%	312.263	147.076
Paulista Lajeado	-	128.943	11.837
Pedra Branca	49%	338	15
Porto Velho Transmissora	100%	195.046	2.287
Retiro Baixo	49%	441.469	223.555
Rio Branco Transmissora	49%	72.496	-
RS Energia	100%	274.719	131.307
São Pedro do Lago	49%	338	16
SC Energia	100%	-	-
Serra do Facão.	50%	1.132.462	768.603
Sete Gameleiras S.A	49%	340	16
STN	49%	676.560	282.185
TDG	49%	26.631	62
Transenergia Goiás	49%	5.801	152
Transenergia Renovável	49%	225.370	144.560
Transenergia São Paulo	49%	9.470	211
Transmissora Matogrossense	49%	95.350	-
Uirapuru	49%	103.053	55.803

31/12/2009

Coligada/Controlada	% Part.	Ativo	Passivo
Amazonas Energia	100%	5.151.982	5.601.207
Artemis Transmissora	49%	289.335	140.816
Boa Vista	100%	18.279.689	11.944.848
CEB Lajeado	-	373.820	40.038
CELPA	-	3.070.671	2.997.241
Ceron	100%	797.926	1.656.856
CEMAT	-	3.186.916	2.030.911
Chapecoense	40%	2.208.139	1.569.231
Chesf	100%	19.266.180	6.241.895
Cia de Transm. Centroeste de Minas	49%	36.350	3.746
CEEE-GT	100%	3.777.734	1.665.449
Transirapé	25%	83.291	42.030
Transleste	24%	155.511	65.205
Transudeste	25%	95.397	43.325
CGTEE	99,96%	1.243.165	954.071
Ceal	100%	787.325	992.702
CEMAR	-	2.429.211	1.719.998
Cepisa	99%	683.074	1.572.148
CEEE-D	0%	4.027.902	2.070.243

Construtora Integração	49%	-	-
CTEEP	-	6.388.075	1.725.064
Boa Vista	100%	260.480	242.385
ELETROPAR	83,71%	185.281	90.040
ELETRONUCLEAR	99,80%	7.374.177	4.239.917
Eletrosul	100%	4.691.829	2.267.096
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai	27%	123.836	58.844
EMAE	0%	1.130.957	329.109
Agua da Pedra	49%	720.568	469.073
Enerpeixe	40%	2.080.612	976.365
ESBR	40%	3.003.984	1.992.041
Estação Transmissora	49%	259.917	1.494
Inambari	49%	25.355	2.531
Integração Transmissora	49%	623.378	406.332
Madeira	49%	115.986	11.395
Madeira Energia	39%	4.311.059	4.210.952
Manaus Construtora	50%	15.864	5.926
Manaus Transmissora	50%	574.814	619.632
Norte Brasil Transmissora	49%	63.039	18.280
Paulista Lajeado	0%	131.586	12.077
Porto Velho Transmissora	100%	65.560	907
Retiro Baixo	49%	426.886	223.746
RS Energia	100%	272.695	148.296
SC Energia	100%	433.183	248.123
Serra do Facão	50%	983.221	673.031
STN	49%	653.735	309.182
Transenergia Goiás.	49%	284	232
Transenergia Renovável	49%	32.773	27.674
Transenergia São Paulo	49%	553	360
Uirapuru	49%	105.356	61.996

01/01/2009

Coligada/Controlada	% Part.	Ativo	Passivo
Amazonas Distribuidora de	100%	4.734.996	5.042.701
Artemis Transmissora	49%	298.034	160.915
Baguari	31%	-	-
Boa Vista	0%	18.274.119	12.249.798
CEB	-	346.317	21.701
CELPA	-	3.040.951	2.713.994
Ceron	100%	541.904	1.391.206
CEMAT	-	3.116.771	2.066.244
Chapecoense	40%	239.684	-
Chesf	100%	18.981.571	6.658.488
Cia de Transm. Centroeste de Minas	49%	13.372	-

CEEE-GT	100%	2.116.748	1.535.650
Transirapé	25%	67.098	47.295
Transleste	24%	149.624	70.284
Transudeste	25%	18.917	50.882
CGTEE	99,80%	855.660	691.349
Ceal	100%	697.402	922.914
CEMAR	-	2.110.565	1.489.159
Cepisa	99%	620.656	1.399.379
CEEE-D	0%	1.824.998	1.806.853
CTEEP	-	5.620.335	1.213.222
Boa Vista	100%	193.896	178.179
ELETROPAR	83,71%	160.347	82.546
ELETRONUCLEAR	99,80%	6.896.916	3.966.349
Eletrosul	100%	4.356.555	2.012.780
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai	27%	119.697	70.100
EMAE	0%	1.129.026	318.519
Aguas da Pedra	49%	-	-
Enerpeixe	40%	2.117.187	1.111.159
ESBR	40%	-	-
Estação Transmissora	49%	-	-
Inambari	49%	1.948	-
Integração Transmissora	49%	-	-
Madeira	25%	-	-
Lajeado Energia	0%	1.973.777	668.301
Linha Verde Transmissora		-	-
Madeira Energia	39%	447.287	447.187
Manaus Construtora	50%	-	-
Manaus Transmissora	50%	-	-
MGE	0%	-	-
Norte Brasil Transmissora	49%	-	-
Norte Energia	30%	-	-
Paulista Lajeado	0%	126.128	7.880
Pedra Branca	49%	-	-
Porto Velho Transmissora	100%	-	-
Rei dos Ventos 3	0%	-	-
Retiro Baixo	49%	-	-
Rio Branco Transmissora	49%	-	-
RS Energia	100%	254.064	133.173
São Pedro do Lago	49%	-	-
SC Energia	100%	443.199	268.195
Serra do Facão	0%	-	-
Sete Gameleiras	49%	-	-
STN	49%	-	-
TDG	49%	-	-
Transenergia Goiás	0%	-	-
Transenergia Renovável	0%	-	-

Transenergia São Paulo	0%	-	-
Transmissora Matogrossense	49%	-	-
Uirapuru	49%	106.212	69.027

I - Empresas de Distribuição:

- a) Distribuição Alagoas - detém concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Alagoas junto a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL mediante o Contrato de Concessão 07/2001-ANEEL, e seu primeiro termo aditivo celebrados, respectivamente, em 15 de maio de 2005 e em 08 de junho de 2010 com vigência até 07 de julho de 2015. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A Companhia detém 100% do seu capital social.
- b) Distribuição Rondônia - detém concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Rondônia junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, mediante o Contrato de Concessão 05/2001-ANEEL e seus aditivos celebrados, respectivamente, em 12 de fevereiro de 2001 e de 11 de novembro de 2005, com vencimento em 07 de julho de 2015. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A Companhia possui 100% do seu capital social.
- c) Distribuição Piauí - Em conformidade com o Contrato de Concessão nº 04/2001-ANEEL, firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em 12/02/2001, a Cepisa detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todo o território do Estado do Piauí, com vigência até 07/07/2015, podendo ser prorrogada pelo período de até 20 anos. A Cepisa tem como atividade principal a distribuição de energia elétrica, suprindo todos os 224 municípios do Estado do Piauí, com área de concessão de 251,5 km² e 3.032 mil habitantes, atendendo mais de 892 mil consumidores, por meio de linhas e subestações, nas tensões de 138/69/34,5/13,8/7,97 kV. A Companhia detém 100% do se capital da Cepisa.
- d) Amazonas Energia - tem como atividades principais a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado do Amazonas. A Amazonas Energia tem geração própria (1.600,60 MW) e complementa a sua necessidade para atendimento aos consumidores comprando energia de produtores independentes. A Eletrobras detém 100% do capital social.

e) Eletrobras Distribuição Roraima - é uma empresa de capital fechado, de direito privado, controlada pela Eletrobras Eletronorte, com atuação na cidade de Boa Vista - RR. Estatutariamente suas funções principais são: explorar os serviços de energia elétrica, realizando, para tanto, estudos, projetos, subestações, linhas de transmissão e redes de distribuição de energia elétrica e prática dos atos de comércio necessários ao desempenho dessas atividades. A Eletrobras Distribuição Roraima detém concessão junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL Contrato de Concessão 21/2001 - ANEEL 21.03.2001 e 1º Termo Aditivo de 14.10.2005, para distribuição de energia elétrica no município de Boa Vista - RR, válida até o ano de 2015, atendendo cerca de 98% dos consumidores.

II - Empresas de Geração e Transmissão:

a) Eletrobras Termonuclear S.A. (ELETRONUCLEAR) - controlada pela ELETROBRAS, tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, a geração de energia elétrica delas decorrentes e a realização de serviços de engenharia e correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Dentro do escopo desse objeto, a Companhia vem exercendo basicamente as atividades de exploração das usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW, bem como a manutenção das condições para construção da terceira unidade núcleoelétrica, denominada usina Angra 3. A energia elétrica gerada pela Companhia é fornecida exclusivamente para controlada FURNAS - Centrais Elétricas S.A. (parte relacionada), mediante contrato de compra e venda de energia elétrica.

b) Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (ELETROSUL) - tem como objetivo principal a transmissão e a geração de energia elétrica nos estados de Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul e Mato Grosso do Sul, e através da participação em Sociedades de Propósito Específicos nos estados de Rondônia, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A Companhia pode ainda, realizar estudos, projetos, construção, operação e manutenção das instalações dos sistemas de transmissão e de geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Adicionalmente, a concessionária está autorizada a participar de consórcios ou de outras companhias, com o objetivo de desenvolver atividades nas áreas de energia. A Eletrosul é uma companhia fechada controlada pela Eletrobras.

- c) Itaipú Binacional (ITAIPU) - entidade binacional criada e regida, em igualdade de direitos e obrigações, pelo Tratado assinado em 26 de abril de 1973, entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai, também referidas como Altas Partes Contratantes, sendo seu capital pertencente em partes iguais às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS e à Administración Nacional de Electricidad - ANDE, também referidas como Partes.

Seu objetivo é o aproveitamento hidrelétrico dos recursos hídricos do rio Paraná, pertencentes em condomínio aos dois países, desde e inclusive o Salto de Guaíra até a foz do rio Iguaçu, mediante a construção e a operação de uma Central Hidrelétrica, com capacidade total disponibilizada para contratação de 12,6 milhões de kW, gerando energia elétrica de qualidade, com responsabilidade social e ambiental, impulsionando o desenvolvimento econômico, turístico e tecnológico, sustentável, no Brasil e no Paraguai.

- d) Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf) - concessionária de serviço público de energia elétrica controlada pela Eletrobras tem por finalidade gerar, transmitir e comercializar energia elétrica. O seu sistema de geração é hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas, responsáveis por percentual superior a 97% da produção total. O sistema de transmissão da Chesf é composto por 18.723 km de linhas de transmissão em operação, sendo 5.122 km de circuitos de transmissão em 500 kV, 12.792 km de circuitos de transmissão em 230 kV, 809 km de circuitos de transmissão em tensões inferiores, 100 subestações com tensão maior que 69 kV e 762 transformadores efetivamente em operação em todos os níveis de tensão, totalizando uma capacidade de transformação de 44.181 MVA, além de 5.683 km de cabos de fibra óptica.

- e) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) - concessionária de serviços públicos de energia elétrica, controlada pela Eletrobras, com atuação nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. A partir do exercício de 2003, com a liberação gradual dos seus contratos de suprimento - contratos iniciais - à razão de 25% ao ano, conforme estabelece a Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, a Companhia passou a atender às demais regiões do país.

As operações da Companhia com a geração de energia elétrica contam com 4 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 8.694,00 MW e 7 usinas termelétricas, com capacidade de 600,33 MW, perfazendo uma capacidade instalada de 9.294,33 MW. A

transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 9.192,13 Km de linhas de transmissão, 43 subestações no Sistema Interligado Nacional - SIN, 695,89 Km de linhas de transmissão, 10 subestações no sistema isolado, perfazendo um total de 9.888,02 Km de linhas de transmissão e 53 subestações.

A Companhia detém o controle acionário da subsidiária integral Boa Vista Energia S.A., da Estação Transmissora de Energia S.A. e a participação societária em Sociedades de Propósito Específico - SPE, de geração e transmissão de energia elétrica.

- f) Furnas Centrais Elétricas S/A. (FURNAS) - controlada pela Eletrobras, atua na geração, transmissão e comercialização na região abrangida pelo Distrito Federal e os Estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Paraná, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso e Tocantins e participantes de Sociedade de Propósitos Específicos nas regiões de Tocantins, Rondônia e divisa entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A comercialização de energia realiza-se com empresas distribuidoras de energia e consumidores de todo o território nacional. O sistema de produção de energia elétrica de FURNAS é composto por 8 (oito) usinas hidrelétricas de propriedade exclusiva, 2 (duas) em parceria com a iniciativa privada com uma potência instalada de 8.662 MW, e 2 usinas termelétricas com 796 MW de capacidade, totalizando 9.458 MW.

III - Demais Empresas

- a) Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) - concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica. A companhia possui suas ações negociadas unicamente no Mercado de Balcão Organizado da BM&FBovespa.
- b) Eletrobras Participações S.A. (ELETROPAR) - controlada pela ELETROBRAS, está vinculada ao Ministério de Minas e Energia e tem por objeto social principal a participação no capital social da Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A. e de outras sociedades.
- c) Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT) - sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-Par, empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto projetar, construir e explorar sistemas de produção e transmissão de energia elétrica, bem como

desenvolver atividades que visem idêntica finalidade; a prestação de serviços de natureza pública ou privada, no setor de energia elétrica; a exploração de sua infraestrutura, com a finalidade de gerar receitas alternativas, complementares ou acessórias, inclusive proveniente de projetos associados.

A companhia detém a concessão para a distribuição de energia elétrica em 217 municípios do estado do Maranhão, abrangendo uma área de concessão de 333 mil Km² regulada pelo Contrato de Concessão n 060 de 28 de agosto de 2000 celebrado entre a ANEEL, a CEMAR e o acionista controlador, o qual permanece com o seu termo de vigência até agosto de 2030, podendo ser prorrogado por mais um período de 30 anos.

d) Companhia Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) - sociedade de capital aberto, autorizada a operar como concessionária de serviço público de energia elétrica, tendo como atividades principais o planejamento, a construção e a operação de sistemas de transmissão de energia elétrica.

e) Centrais Elétricas do Pará S.A. (CELPA) - sociedade por ações de capital aberto, sob o controle acionário da companhia QMRA Participações S.A., que atua na distribuição e geração de energia elétrica na área de sua concessão legal que abrange todo o Estado do Pará, atendendo consumidores em 143 municípios. Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica 182/1998, assinado em 28/7/1998, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 28/7/2028, renovável por igual período. Além do contrato de distribuição, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração 181/98 de 34 Usinas Termelétricas, sendo 11 próprias e 23 terceirizadas, para a exploração de geração de energia elétrica, pelo prazo de 30 (trinta) anos, com vencimento em 28/7/2028, renovável por igual período.

f) Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. (EMAE) - é concessionária de um complexo hidroenergético localizado no Alto Tietê, centrado na Usina Hidroelétrica Henry Borden. A EMAE dispõe, ainda, de duas pequenas usinas hidroelétricas, a UHE Rasgão e a UHE Porto Góes, ambas no Rio Tietê. No Vale do Paraíba, município de Pindamonhangaba, está instalada a UHE Isabel, atualmente fora de operação. Sociedade de capital aberto.

g) Lajeado Energia S.A. (Lajeado) - companhia de capital fechado, controlada da EDP Energias do Brasil S.A., tem como principal objeto social a geração e comercialização de energia elétrica de qualquer origem e natureza, preparação de estudos de viabilidade e projetos, promoção da construção, da operação e da manutenção de usinas de geração. A Companhia detém 73% do capital total da Investco S.A., sociedade de capital aberto que tem como objeto principal estudos, planejamentos, projetos, constituição e exploração dos sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica, especialmente a exploração da Usina Hidrelétrica Luís Eduardo Magalhães e Sistema de Transmissão Associado (UHE Lajeado), no Estado do Tocantins, nos termos do Contrato de Concessão de Uso de Bem Público 05/97 - ANEEL pelo prazo de 35 anos, com vigência até 2033.

h) Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. (CEMAT) - sociedade por ações de capital aberto, sob o controle acionário das empresas Rede Energia S.A. e Inepar S.A.- Indústria e Construções, atuando na área de distribuição de energia elétrica, além da geração própria através de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão legal que abrange todo o Estado de Mato Grosso, atendendo consumidores em 141 municípios. Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica 03/1997, assinado em 11/12/1997, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 11/12/2027, renovável por igual período. Além do contrato de distribuição, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração 04/1997 de 7 Usinas Termelétricas, com as respectivas subestações associadas, com vencimento em 10/12/2027.

Ao longo dos últimos anos, a Eletrobras firmou investimentos em parcerias em projetos com a iniciativa privada, onde a Companhia figura como acionista minoritário, detendo ações preferenciais. Estes empreendimentos têm como objeto a atuação na área de geração e transmissão de energia elétrica, cujos valores aportados estão classificados no Ativo - Investimentos.

No mesmo sentido, tendo em vista as necessidades de expansão dos investimentos no Setor Elétrico, as empresas controladas pela Eletrobras participam, também de forma minoritária, com ações ordinárias, em empresas de concessão de serviços de energia elétrica, classificados em Ativo - Investimentos:

1) STN - Refere-se à Sociedade de Propósito Específico criada pela Chesf e pela Cia. Técnica de Engenharia Elétrica - Alusa, para exploração da concessão de linha de

transmissão de 546 km, em 500 kV, no trecho Teresina (PI) - Sobral e Fortaleza (CE). O capital da empresa Sistema de Transmissão Nordeste é distribuído na seguinte proporção: Alusa 51% e Chesf 49%. O empreendimento foi concluído em dezembro de 2005 e a operação comercial iniciada em janeiro de 2006.

- 2) Manaus Construtora Ltda. - Sociedade de Propósito Específico, criada em 06 de abril de 2009, da qual a Companhia é sócia com 195 quotas, em conjunto com a Abengoa Holding, com 505 quotas, e a Eletronorte, com 300 quotas. Esta empresa tem como objetivo a construção, montagem e fornecimento de materiais, mão-de-obra e equipamentos para a linha de transmissão 500 kV Oriximiná/Cariri, subestação Itacoatiara 500/138 kV e SE 500/230 kV, a ser integrada à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.
- 3) Artemis Transmissora de Energia - Sociedade cujo objetivo é a exploração de linhas de transmissão em 525 kV, ligando Salto Santiago - Ivaiporã e Ivaiporã - Cascavel D'Oeste, onde a controlada Eletrosul participa com 49% das ações do capital social, com início de suas operações em outubro de 2005.
- 4) Uirapuru Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico, constituída em 2004, para a construção, operação e manutenção de 120 Km de linha de transmissão 525 kV, Ivaiporã (PR) - Londrina (PR), com concessão por 30 anos. A Eletrosul possui 49% das ações representativas do capital social da Uirapuru, ficando a empresa Cymi Holding S.A. com 51%. A linha de transmissão entrou em operação em 2006.
- 5) Empresa Transmissora do Alto Uruguai (ETAU) - Sociedade de Propósito Específico constituída para a construção, operação e manutenção de 187 Km de linha de Transmissão 230 kV, Campos Novos (SC) - Barra Grande (SC) - Lagoa Vermelha (RS) - Santa Marta (RS), com concessão por 30 anos. A Eletrosul possui 27,4% das ações do capital social da ETAU, ficando as empresas Terna Participações S.A. com 52,6%, DME Energética Ltda com 10% e Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE com 10%. A linha de transmissão entrou em operação em 2005.
- 6) Energia Sustentável do Brasil (ESBR)- Sociedade de Propósito Específico que tem por objetivo a exploração da concessão e a comercialização da energia proveniente da Usina Hidrelétrica Jirau, no Rio Madeira, (RO), com potência instalada mínima de 3.300 MW, e entrada em operação prevista para 2013. O Sistema Eletrobras possui participação de 40% do capital da empresa (Chesf - 20% e Eletrosul 20%) juntamente

com as empresas Suez Energy South America Participações Ltda. (50,1%) e Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A. (9,9%). O prazo de concessão do empreendimento é de 35 anos.

- 7) Norte Brasil Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico, que tem por objetivo a construção, implantação e operação e manutenção do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado, composto pela Linha de Transmissão coletora Porto Velho - Araraquara, trecho 02, em Corrente Contínua, em cerca de 600 KV, com concessão por 35 anos. O Sistema Eletrobras possui participação de 49% das ações do capital social (Eletrosul possui 24,5% e Eletronorte 24,5%), ficando a Andrade Gutierrez Participações 25,5% e Abengoa Concessões Brasil Holding S/A com 25,5%.
- 8) Estação Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico, que tem por objetivo a construção, implantação, operação e manutenção do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado, composto pela Estação Refritadora 1 corrente alternada/corrente contínua, e Estação Inversora 1 corrente contínua/corrente alternada, 600/500 KV - 2950 MW com concessão por 35 anos. O Sistema Eletrobras possui 49% das ações do capital social (Eletrosul 24,5% e Eletronorte 24,5%), ficando a Andrade Gutierrez Participações com 25,5% e Abengoa Concessões Brasil Holding S/A com 25,5%.
- 9) Porto Velho Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico, que tem por objetivo a implantação, operação e manutenção de Linha de Transmissão Coletora Porto Velho (RO), Subestação Coletora Porto Velho (RO), em 500/230 KV, e duas estações Conversoras CA/CC/CA Back-to-Back, em 400 MW, bem como demais instalações, com concessão por 35 anos. O Sistema Eletrobras possui 49% das ações do capital social (Eletrosul 24,5% e Eletronorte 24,5%), ficando a Andrade Gutierrez Participações com 25,5% e Abengoa Concessões Brasil Holding S/A com 25,5%.
- 10) Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico constituída para a construção, operação e manutenção de 2 linhas de transmissão em 230 KV, Coxipó (MT) - Cuiabá (MT), com extensão de 25 km e Cuiabá (MT) - Rondonópolis (MT) com extensão de 168 km, tendo entrado em operação comercial em agosto de 2005. A Eletronorte participa com 49% do capital social da AETE.

- 11) Intesa - Integração Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico constituída para a construção, implantação, operação e manutenção de linha de Transmissão de Energia Elétrica em 500kV, no trecho Colinas - Serra da Mesa 2, 3º circuito, com prazo de concessão de 30 anos. O capital da Intesa distribui-se em: o Sistema Eletrobras com 49% (Chesf - 12% e Eletronorte - 37%) e Fundo de Investimentos em Participações Brasil Energia - FIP, com 51%. O início da operação comercial da Intesa teve início em 2008.
- 12) Energética Águas da Pedra - Sociedade de Propósito Específico que tem origem no Consórcio Aripuanã, relativo à contratação de energia proveniente de novos empreendimentos, com posterior outorga de concessão dentro do Ambiente de Contratação Regulada, para implantação da UHE Dardanelos. O Sistema Eletrobras participa com 49% (Chesf - 24,50% e Eletronorte - 24,50%) juntamente com a Neoenergia S.A. que detem 51%. A Usina será implantada no Rio Aripuanã, situado no norte do Estado do Mato Grosso, com potência de 261 MW, e energia assegurada total de 154,9 MW médios. As primeiras máquinas têm previsão para entrada em operação em 2011, tendo sido comercializados 147 MW médios para o período de 2011 à 2041, com prazo de concessão de 35 anos.
- 13) Amapari Energia - Sociedade de Propósito Específico constituída em 2007 em parceria entre a MPX Energia S.A. e Eletronorte, que tem por objeto estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), com capacidade instalada inicial de 23,33 MW. Trata-se de uma usina termelétrica (UTE) a óleo diesel, no Município de Serra do Navio, no Estado do Amapá. A participação da Eletronorte é de 49% e da MPX Energia é de 51%.
- 14) Brasnorte Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico criada em 2007, com o objetivo de explorar a concessão de Linha de Transmissão Juba - Jauru, 230 kV, com 129 Km de extensão; Linha de Transmissão Maggi - Nova Mutum, 230 kV, com 273 Km de extensão; Subestação Juba, 230/138 kV e Subestação Maggi, 230/138 kV. A participação da Eletronorte no capital social da referida Sociedade é de 49,71%, Terna Participações S/A 38,70% e Bimetal Ind. E Com. de Produtos Metalúrgicos LTDA é de 11,62%.
- 15) Manaus Transmissora de Energia - Sociedade de Propósito Específico, criada em 2008 pelo Consórcio Amazônia, com participação de 30% da Eletronorte, Abengoa Concessões Brasil Holding com 50,50% e a Chesf com 19,50%, com a finalidade de construção, operação e manutenção das instalações das Linhas de Transmissão

Oriximiná (PA)/Itacoatiara(AM), circuito duplo, 500KV, com extensão de 374 KM, LT Itacoatiara(AM)/Cariri(AM), circuito duplo 500KV, com extensão de 212 Km, Subestação Itacoatiara em 500/230 KV, 1.800MVA.

- 16) Enerpeixe - Refere-se à Sociedade de Propósito Específico denominada Enerpeixe S.A., que tem como objetivo a construção e operação da UHE Peixe Angical, localizada no rio Tocantins, cuja capacidade de geração é de 452 MW, sendo a participação de Furnas de 40% do capital social da referida sociedade, tendo o início de operação ocorrido em maio de 2006.
- 17) Transleste - Sociedade de Propósito Específico criada em 2003, com o objetivo de implantar e explorar, pelo prazo de 30 anos, a linha de transmissão ligando Montes Claros (MG) - Irapé (MG), na tensão de 345 kV, com 150 km de extensão. A participação da controlada Furnas na sociedade corresponde a 24% do capital social. A linha de transmissão entrou em operação em 2005.
- 18) Transudeste - Sociedade criada em 2004, com o objetivo de implantar e explorar, pelo prazo de 30 anos, a linha de transmissão ligando Itutinga (MG) - Juiz de Fora (MG), na tensão de 345 kV, com 140 km de extensão. A participação de Furnas na sociedade corresponde a 25% do capital social. A linha de transmissão entrou em operação em 2007.
- 19) Transirapé - Sociedade criada em 2004, com o objetivo de construção, operação e manutenção das instalações da linha de transmissão de energia elétrica Irapé (MG) - Araçuaí (MG), na tensão de 230 kV, com 65 km de extensão. A participação de Furnas na sociedade corresponde a 24,5% do capital social. A linha de transmissão entrou em operação em maio de 2007.
- 20) Chapecoense - Refere-se à Sociedade de Propósito Específico denominada Chapecoense Geração S.A., que tem por objetivo construir e explorar a UHE Foz do Chapecó, localizada no rio Uruguai. A participação acionária de Furnas é de 49,9% do Capital Social da empresa que irá gerir a Usina, com potência de 855 MW, que será operada pelo consórcio Chapecoense composto pela CPFL (51%), Chapecoense, (40%), e CEEE-GT (9%), cabendo à Furnas o desempenho das atividades de engenharia do proprietário, na forma de serviço. A entrada em operação da primeira máquina está prevista para agosto de 2010.

- 21) Serra do Facão - Sociedade de Propósito Específico constituída com a finalidade de construção e operação da UHE Serra do Facão, com potência instalada de 210 MW, localizada no rio São Marcos, no Estado de Goiás. A participação acionária de Furnas no consórcio, é de 100%. A entrada em operação comercial da primeira máquina está prevista para maio de 2010.
- 22) Retiro Baixo - Sociedade de Propósito Específico, denominada Retiro Baixo Energética S.A., criada com o objetivo de implantar e gerir a UHE Retiro Baixo, com potência instalada de 82 MW, localizada no Rio Paraopeba, nos municípios mineiros de Curvelo e Pompeu. A participação de FURNAS corresponde a 49% do capital social e as obras tiveram início em março de 2007, com entrada em operação comercial da primeira máquina em 2010.
- 23) Baguari Energia - É uma Sociedade de Propósito Específico, constituída com o objetivo de implantar e explorar a UHE Baguari, localizada no rio Doce, no Estado de Minas Gerais, com capacidade de 140 MW e previsão de implantação para 2009. A participação de Furnas corresponde a 30,61% do capital social e o saldo do investimento em 31 de dezembro de 2009 está integralmente registrado como adiantamento para futuro aumento de capital.
- 24) Centroeste de Minas - Sociedade criada em 2004, com o objetivo de implantar e explorar, pelo prazo de 30 anos, a linha de transmissão ligando Furnas (MG) - Pimenta (MG), na tensão de 345 kV, com 75 km de extensão. A participação de Furnas na sociedade corresponde a 49% do capital social.
- 25) Consórcio Madeira Energia S.A (MESA) - Sociedade de Propósito Específico constituída em 2007 com o objetivo de construir e operar o projeto de construção da UHE Santo Antônio, no rio Madeira, (RO). O capital social do Consórcio MESA tem participação de Furnas (39%), Odebrecht Investimentos (17,6%), Andrade Gutierrez Participações (12,4%), Cemig (10%), Fundos de Investimentos e Participações da Amazônia (20%) e Construtora Norberto Odebrecht (1%).
- 26) IE Madeira - Sociedade de Propósito Específico criada com o objetivo de construção, implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional, LT Coletora Porto Velho - Araraquara, trecho 01, em CC, 600 KV, Estação Retificadora número 02

CA/CC, 500 KV/+ 600 KV - 3.150 MW, Estação Inversora número 02 CC/CA, 600 KV/5020KV - 2.950. O Sistema Eletrobras possui 49% das ações do capital social (Furnas 24,5% e Chesf 24,5%) e a CTEEP 31%.

- 27) IGESA - Sociedade de Propósito Específico criada em 2008, que tem por objetivo os estudos de viabilidade técnicoeconômica, ambiental e jurídico, implantação e exploração do aproveitamento hidroelétrico Inambari (Peru), no rio Inambari e do sistema de Transmissão de Uso Exclusivo, interligando o Peru ao Brasil, bem como a importação e exportação de bens e serviços. O Sistema Eletrobras possui 49% das ações do capital social (Furnas 19,6% e Eletrobras 29,4%) a empresa encontra-se em fase de pré-operacional.
- 28) Transenergia - Sociedade de Propósito Específico criada com o objetivo de construção, implantação, operação e manutenção de linha de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Elétrico Interligado Nacional Lote C, do Leilão 008/2008-ANEEL. A participação de Furnas na Sociedade corresponde a 49% do Capital Social.
- 29) Norte Energia S.A. - Em 26 de agosto de 2010, a sociedade de propósito específico, Norte Energia S.A., de cuja sociedade a Eletrobras é acionista (49,98%), assinou o Contrato de Concessão de Uso de Bem Público para geração de energia elétrica cujo objetivo é regular a exploração do potencial de energia hidráulica localizado no rio Xingu, denominado Usina Hidrelétrica Belo Monte, bem como das respectivas Instalações de Transmissão de Interesse Restrito à Usina Hidrelétrica, pelo prazo de 35 anos.

A Companhia tem diversas ações no âmbito do judiciário, em vários estágios de julgamento, onde figura como ré (vide Nota 32), nas quais foram oferecidos em garantia, para os recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 5,25% (6.37% em 2009) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo descrito:

31/12/2010

PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL	
		DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	1.616.274	97,53%	1.576.419
EMAE	317.116	100,00%	317.116

CESP	264.446	95,88%	253.561
AES TIETE	23.046	88,94%	20.496
COELCE	15.329	41,02%	6.288
DUKE(Ger.Paranapanema)	3.344	63,25%	2.115
CEMAT	480.650	86,64%	416.452
CEB	72.907	50,00%	36.453
CELPA	305.304	5,31%	16.201
CELPE	4.689	70,32%	3.297
CELESC	28.242	15,24%	4.304
CEEE-GT	627.300	10,08%	63.241
CEMAR	302.263	24,80%	74.976
SUBTOTAL	4.060.908		2.790.919
Outros Investimentos	47.975.072		0
TOTAL	52.035.980	5,36%	2.790.919

31/12/2009

PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL	
		DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	1.478.447	88,93%	1.314.783
EMAE	316.815	100,00%	316.815
CESP	269.680	95,82%	258.407
AES TIETE	23.046	89,22%	20.562
COELCE	15.328	100,00%	15.328
DUKE(Ger.Paranapanema)	3.344	62,48%	2.089
CEMAT	512.872	86,64%	444.352
CEB	3.528	50,00%	1.764
CELPA	396.393	5,31%	21.048
CELPE	4.689	70,32%	3.297
CELESC	28.241	15,24%	4.304
CEEE-GT	494.046	87,39%	431.747
SUBTOTAL	3.546.428		2.834.496
Outros Investimentos	39.850.260		-

TOTAL	43.396.688	6,53%	2.834.496
-------	------------	-------	-----------

NOTA 17 - IMOBILIZADO

Os itens do ativo imobilizado apresentados abaixo referem-se a infraestrutura do segmento de geração de energia:

Controladora			
31/12/2010			
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço			
Administração	139.187	(39.007)	100.180
	139.187	(39.007)	100.180
Em curso			
Administração	1.668	-	1.668
	1.668	-	1.668
	140.855	(39.007)	101.848
31/12/2009			
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço			
Administração	64.621	(33.722)	30.899
	64.621	(33.722)	30.899
Em curso			
Administração	-	-	-
	-	-	-
	64.621	(33.722)	30.899

	01/01/2009		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço			
Administração	55.045	(29.551)	25.494
	55.045	(29.551)	25.494
Em curso			
Administração	-	-	-
	-	-	-
	55.045	(29.551)	25.494

CONSOLIDADO

	31/12/2010			
	Custo	Depreciação acumulada	(-) Obrigações vinculadas à Concessão	Valor líquido
Em serviço				
Geração	53.940.091	(23.344.259)	(357.343)	30.238.489
Administração	1.894.993	(1.065.400)	(35.558)	794.035
Comercialização	128.090	(44.847)	-	83.243
	55.963.174	(24.454.506)	(392.901)	31.115.767
Em curso				
Geração	8.808.957	-	-	8.808.957
Administração	276.340	-	(32)	276.308
Comercialização	10.252	-	-	10.252
Arrendamento Mercantil	1.212.002	-	-	1.212.002

	10.307.551	-	(32)	10.307.519
Saldo de Investidas	5.259.212	-	-	5.259.212
	<u>71.529.937</u>	<u>(24.454.506)</u>	<u>(392.933)</u>	<u>46.682.498</u>

31/12/2009

	Custo	Depreciação acumulada	(-) Obrigações vinculadas à Concessão	Valor líquido
Em serviço				
Geração	54.222.482	(22.628.381)	(316.638)	31.277.463
Administração	632.283	(347.392)	(139.935)	144.956
Comercialização	128.152	(40.540)	-	87.612
	<u>54.982.917</u>	<u>(23.016.313)</u>	<u>(456.573)</u>	<u>31.510.031</u>
Em curso				
Geração	5.330.686	-	-	5.330.686
Administração	202.849	-	-	202.849
Comercialização	7.001	-	-	7.001
Arrendamento Mercantil	1.258.618	-	-	1.258.618
	<u>6.799.154</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>6.799.154</u>
Saldo de Investidas				

	3.288.420	-	-	3.288.420
	65.070.491	(23.016.313)	(456.573)	41.597.605
01/01/2009				
	Custo	Depreciação acumulada	(-) Obrigações vinculadas à Concessão	Valor líquido
Em serviço				
Geração	34.311.782	(13.969.792)	(1.030.877)	19.311.113
Administração	18.881.658	(7.739.950)	(139.938)	11.001.770
Comercialização	127.405	(35.891)	-	91.514
	53.320.845	(21.745.633)	(1.170.815)	30.404.397
Em curso				
Geração	3.280.342	-	-	3.280.342
Administração	479.853	-	-	479.853
Comercialização	45.368	-	-	45.368
Arrendamento Mercantil	1.305.235	-	-	1.305.235
	5.110.798	-	-	5.110.798
Saldo de Investidas	980.464	-	-	980.464
	59.412.107	(21.745.633)	(1.170.817)	36.495.659

Os bens que compõe o ativo imobilizado da Companhia não podem ser vendidos nem dados em garantias.

b) Movimentação do Imobilizado

	1/1/2009		31/12/2009				
			Transferencia				
			Adições	curso/serviço	Baixa	Depreciação	Imobilizações
Consolidado							
Geração							
Em serviço	52.661.823	312.968	1.613.468	(361.345)	(2.493)	(4.432)	54.219.989
Amortização acumulada	(21.397.298)	(476.285)	766	140.677	(876.265)	327	(22.608.078)
Em curso	3.586.025	4.032.356	(1.610.225)	(531.740)	-	(150.658)	5.325.759
Obrigações Especiais	-	-	-	-	-	-	-
Total	34.850.550	3.869.039	4.009	(752.408)	(878.758)	(154.763)	36.937.670
Administração							
Em serviço	531.617	108.113	36.437	(43.871)	(13)	-	632.284
Amortização acumulada	(304.071)	(17.787)	215	8.459	(25.261)	-	(338.447)
Obrigações Especiais	(9.920)	-	-	-	3	-	(9.917)
Em curso	174.170	84.600	(50.988)	(6)	-	-	207.776
Total	391.796	174.926	(14.336)	(35.418)	(25.271)	-	491.695
Comercialização							
Em serviço	127.405	747	-	-	-	-	128.152
Amortização acumulada	(35.891)	(4.649)	-	-	-	-	(40.540)
Em curso	45.368	112.532	-	(150.899)	-	-	7.001

	136.882	108.630	-	(150.899)	-	-	94.613
Obrigações Especiais	-	-	-	-	-	-	-
Provisão p/ Ajustes Vlr recuperação Ativos	(742.021)	-	-	616.573	3.308	-	(122.140)
Reversão da Provisão	-	-	-	61.552	-	-	61.552
Depreciação dos Ativos da provisão	-	-	-	13.410	-	-	13.410
Reintegração Acumulads	(8.373)	-	-	171	(743)	-	(8.945)
Arrendamento Mercantil	1.305.235	-	-	-	(46.617)	-	1.258.618
Total	554.841	-	-	691.706	(44.052)	-	1.202.495
Obrigações Esp. Vinc. A concessão	(418.874)	1.586	-	-	-	-	(417.288)
				(247.019)			
TOTAL	35.515.195	4.154.181	(10.327)	(247.019)	(948.081)	(154.763)	38.309.185
Saldo de Investidas	980.464						3.288.420
Total Consolidado	36.495.659						41.597.605
	31/12/2009						31/12/2010

	Saldo final	Adições	Transferencia		Depreciação	Imobilizações	Saldo final
			curso/serviço	Baixa			
Consolidado							
Geração							
Em serviço	54.219.989	425.008	524.524	(82.023)	-	1.773	55.089.271
Amortização acumulada	(22.608.078)	(700.049)	(230)	41.406	(639.756)	(29.555)	(23.936.262)
Em curso	5.325.759	4.754.629	(530.968)	(295.762)	-	(352.890)	8.900.768
Obrigações Especiais	-	-	-	-	-	-	-
Total							

	36.937.670	4.479.588	(6.674)	(336.379)	(639.756)	(380.672)	40.053.777
	36.937.670	4.438.564	(6.674)	(336.379)	(639.756)	(380.672)	40.012.753
Administração							
Em serviço	632.284	113.909	29.454	(34.603)	(9)	-	741.034
Amortização acumulada	(338.447)	(23.945)	2.271	14.451	(22.407)	-	(457.925)
Obrigações Especiais	(9.917)	-	9.758	-	1	-	(158)
Em curso	207.776	73.392	(49.138)	(47.501)	-	-	184.529
Total	491.695	163.356	(7.655)	(67.653)	(22.415)	-	467.480
	491.695	163.356	(7.655)	(67.653)	(22.415)	-	467.480
Comercialização							
Em serviço	128.152	-	-	(62)	-	-	128.090
Amortização acumulada	(40.540)	(4.307)	-	-	-	-	(44.847)
Em curso	7.001	3.251	-	-	-	-	10.252
	94.613	(1.056)	-	(62)	-	-	93.495
Obrigações Especiais	-	(32)	-	-	-	-	(32)
Provisão p/ Ajustes Vlr recuperação Ativos	(122.140)	92.771	-	29.369	-	-	-
Reversão da Provisão Depreciação dos Ativos da provisão	61.552	-	-	-	(61.552)	-	-
	13.410	-	-	-	(13.410)	-	-
Reintegração Acumulada	(8.945)	(1.748)	-	-	-	-	(10.693)
Arrendamento Mercantil	1.258.618	-	-	-	(46.616)	-	1.212.002
Total	1.202.495	90.991	-	29.369	(121.578)	-	1.201.277
Obrigações Esp. Vinc. A concessão	(417.288)	2.976	-	21.569	-	-	(392.743)
TOTAL	38.309.185	4.735.855	(14.329)	(353.156)	(783.749)	(380.672)	41.423.286
Saldo de Investidas	3.288.420						5.259.212
Total Consolidado	41.597.605						46.682.498

NOTA 18 - ATIVO FINANCEIRO - CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO

A rubrica ativo financeiro - concessão, no montante de R\$ 16.915.492 refere-se ao ativo financeiro a receber pelas empresas do Sistema Eletrobras no âmbito das concessões de distribuição de eletricidade, decorrente da aplicação do modelo misto, e no âmbito da concessão de transporte de eletricidade no Brasil, decorrente da aplicação do modelo financeiro.

	TOTAL		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Transmissão			
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida - Circulante	726.507	715.720	522.852
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida - Não Circulante	6.718.361	5.703.925	9.559.261
Ativo Financeiro Indenizável - Concessões	15.935.225	14.920.837	9.873.842
Distribuição			
Ativo Financeiro Indenizável - Concessões	2.342.039	1.727.341	1.388.140
Ativo Financeiro - Circulante	726.507	715.720	522.852
Ativo Financeiro - Não Circulante	24.995.625	22.352.103	20.821.243
Total do ativo financeiro	25.722.132	23.067.823	21.344.095

NOTA 19 - ATIVO FINANCEIRO - ITAIPU

Considerando o empreendimento ITAIPU como um fluxo de caixa, foi constituído um ativo financeiro conforme abaixo;

	Controladora e Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Contas A Receber	1.850.802	1.564.087	1.743.267
Direito De Ressarcimento	290.704	278.239	516.766

Fornecedores De Energia - Itaipu	(588.983)	(601.427)	(722.826)
Obrigações De Ressarcimento	(555.508)	(386.243)	(437.052)
Total Ativo Circulante	<u>997.015</u>	<u>854.656</u>	<u>1.100.155</u>
Contas A Receber	35.715	104.336	199.646
Direito De Ressarcimento	<u>1.910.996</u>	<u>1.803.348</u>	<u>4.312.809</u>
Obrigações De Ressarcimento	(1.122.137)	(1.033.265)	(2.450.772)
Total Ativo Não Circulante	<u>824.574</u>	<u>874.419</u>	<u>2.061.683</u>
Imobilizado Itaipu			
Geração			
Em Serviço	13.650.931	14.671.331	20.383.981
Em Curso	<u>420.050</u>	<u>321.625</u>	<u>425.819</u>
	<u>14.070.981</u>	<u>14.992.956</u>	<u>20.809.800</u>
Administração			
Em Serviço	718.508	751.115	1.001.389
Em Curso	<u>34.024</u>	<u>126.346</u>	<u>247.090</u>
	<u>752.532</u>	<u>877.461</u>	<u>1.248.479</u>
Total Do Ativo Financeiro De Itaipu Consolidado	<u>16.645.101</u>	<u>17.599.493</u>	<u>25.220.118</u>

Os efeitos da constituição do ativo financeiro de Itaipu estão listados acima.

Detalhamos a seguir as rubricas mais importantes:

I - Valores Decorrentes da Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu Binacional

Ao amparo da Lei 11.480/2007, foi retirado o fator de ajuste dos contratos de financiamento celebrados com Itaipu Binacional, e dos contratos de cessão de créditos firmados com o Tesouro Nacional, a partir de 2007, ficando assegurada à Companhia a manutenção integral de seu fluxo de recebimentos.

Como decorrência, foi editado, ainda, o Decreto 6.265, de 22 de novembro de 2007, com o objetivo de regulamentar a comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional, definindo o diferencial a ser aplicado na tarifa de repasse, criando um ativo referente à parte do diferencial anual apurado, equivalente ao fator anual de ajuste retirado dos financiamentos, a ser incluído anualmente na tarifa de repasse, a partir de 2008.

Dessa forma, passou a ser incluído na tarifa de repasse da potência proveniente da Itaipu Binacional, a partir de 2008, o diferencial decorrente da retirada do fator anual de reajuste, cujos valores são definidos anualmente através de portaria interministerial dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Na tarifa de repasse em vigor em 2010, encontra-se incluído o montante equivalente a US\$ 214,989, o qual será recebido pela Companhia através de cobranças aos consumidores, homologado pela portaria MME/MF 398/2008.

O saldo decorrente da comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional, representado pela rubrica Direito de Ressarcimento, apresentada no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 1.910.996 em 31 de dezembro de 2010, equivalentes a US\$ 1,146,919 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 1.803.348, equivalentes a US\$ 1,035,693 e 01 de janeiro de 2009 - R\$ 4.312.809 equivalentes a US\$ 1,845,447), dos quais R\$ 1.122.137 mil, equivalente a US\$ 673.470 mil, serão repassados ao Tesouro Nacional até 2023 representado em obrigações de ressarcimento (Nota 25). Tais valores serão realizados mediante a sua inclusão na tarifa de repasse a ser praticada até 2023.

II - Comercialização de energia elétrica - Itaipu Binacional

A Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, atribuiu à Companhia a responsabilidade pela aquisição da totalidade da energia elétrica produzida por Itaipu Binacional a ser consumida no Brasil, passando a ser a comercializadora dessa energia elétrica.

Desta forma, foram comercializados no exercício de 2010 o equivalente a 34.464 GWh, sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US\$ 22,60/kW e a tarifa de repasse (venda), US\$ 24,63/kW.

O resultado da comercialização da energia elétrica da Itaipu Binacional, nos termos do Decreto 4.550, de 27 de dezembro de 2002, observadas as alterações introduzidas pelo Decreto 6.265, de 22 de novembro de 2007, tem a seguinte destinação:

- a) se positivo, deverá ser destinado, mediante rateio proporcional ao consumo individual, a crédito de bônus nas contas de energia dos consumidores do Sistema Elétrico Nacional Interligado, integrantes das classes residencial e rural, com consumo mensal inferior a 350 kWh.
- b) se negativo, é incorporado pela ANEEL no cálculo da tarifa de repasse de potência contratada no ano subsequente à formação do resultado.

Essa operação de comercialização não impacta o resultado da Companhia, sendo que nos termos da atual regulamentação o resultado negativo representa um direito incondicional de recebimento e se negativo uma obrigação efetiva.

No exercício de 2010, a atividade foi superavitária em R\$ 192.493 sendo a obrigação decorrente incluída na rubrica “Obrigação de Ressarcimento”.

NOTA 20 - ATIVO INTANGÍVEL - CONCESSÃO DE SERVIÇO PÚBLICO

Consolidado						
Mutação do Ativo Intangível						
Intangível	1/1/2009	31/12/2009				
Geração		Adições	Baixas	Amortizações	Transferencias	Saldo final

Vinculados a Concessão

Em serviço	1.752.580	254.549	(225.906)	(31.279)	86.970	1.836.914
Amortização acumulada	(296.423)	(164.419)	21.635	(23.808)	26	(462.989)
Obrigações Especiais	(134.629)	(51.216)	1.553	915	(6.045)	(189.422)
Em curso	163.148	48.018	(28.932)	-	(85.246)	96.988
Obrigações Especiais	(69.355)	(24.255)	17.910	-	6.089	(69.611)
<i>Impairment</i>	-	-	-	-	-	-
Total	1.415.321	62.677	(213.740)	(54.172)	1.794	1.211.880
Não Vinculado a Concessão(Outros)	699.273	125.005	5.632	(17.107)	-	812.803
Total	699.273	125.005	5.632	(17.107)	-	812.803
Total Intangível	2.114.594	187.682	(208.108)	(71.279)	1.794	2.024.683

Consolidado

Mutação do Ativo Intangível

Intangível	31/12/2009	31/12/2010
------------	------------	------------

	Saldo final	Adições	Baixas	Amortizações	Outros	Imobilizações	Transferências	Saldo final
Geração								
Vinculados a Concessão								
Em serviço	1.836.914	387.224	(39.901)	(40.829)	(47)	-	27.257	2.170.618
Amortização acumulada	(462.989)	(110.900)	5.394	(26.530)	-	-	491	(594.534)
Obrigações Especiais	(189.422)	(24.640)	1.315	4.945	-	-	(7.800)	(215.602)
Em curso	96.988	109.805	(12.012)	-	-	-	(22.877)	171.904
Obrigações Especiais	(69.611)	(29.407)	2.814	-	-	-	7.524	(88.680)
<i>Impairment</i>	-	-	-	-	(6.307)	-	-	(6.307)
Total	1.211.880	332.082	(42.390)	(62.414)	(6.354)	-	4.595	1.437.399
Não Vinculado a Concessão(Outros)								
Total	812.803	40.331	5.305	(21.581)	-	(10.285)	-	826.573
Total Intangível	2.024.683	372.413	(37.085)	(83.995)	(6.354)	(10.285)	4.595	2.263.972

NOTA 21 - VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

A companhia definiu o valor recuperável de seus ativos de longo prazo com base em “valor em uso” sendo o mesmo maior que o “valor justo menos custos de venda”. O valor em uso é avaliado com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração da companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos. O fluxo de caixa foi projetado com base

no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão, tendo como principais premissas:

- Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- Taxa média de desconto (5,65% para geração, 5,18% para transmissão e 5,88% distribuição) obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- A taxa de crescimento não inclui inflação.

A análise determinou a necessidade de constituição de provisão para perdas nos seguintes empreendimentos no ano de 2010:

- Eletrosul - Face ao atraso da entrada em operação da Usina Passo São João, o qual foi observado no ano de 2010, os fluxos de caixa futuros serão insuficientes para cobrir os custos. Portanto, em 31 de dezembro de 2010 foi registrado *impairment* no montante de R\$ 135.138.

- Amazonas Energia (atividade de distribuição) - No ano de 2010 a ANEEL determinou uma nova metodologia de reajuste tarifário que inclui, entre outros fatores, a redução na remuneração dos ativos (WACC regulatório). Esses fatores levaram a necessidade de se efetuar provisão para perdas dos ativos de distribuição no valor de R\$ 243.910.

- Furnas - A Companhia apurou uma perda de R\$ 596.662 mil, registrada em 01 de janeiro de 2009 e um ajuste de R\$ 343.895 mil em 31 de dezembro de 2010, em decorrência da redução na taxa de desconto resultando em uma reversão de provisão de R\$ 252.767 mil em 31 de dezembro de 2010, ambas contabilizadas na rubrica de imobilizado em curso.

No ano de 2010 o efeito líquido das provisões para perdas foi no montante de R\$ 117.281.

NOTA 22 - FORNECEDORES

Inclui, principalmente, a energia comprada de Itaipu Binacional, e tem a seguinte composição:

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
CIRCULANTE						
Bens, Materiais e Serviços	102.260	100.544	206.241	1.314.871	1.174.479	918.219
Energia Comprada para Revenda	263.705	206.465	-	3.850.379	1.896.966	1.541.098
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	24.121	515	8.169	44.976
	<u>365.965</u>	<u>307.009</u>	<u>230.362</u>	<u>5.165.765</u>	<u>3.079.614</u>	<u>2.504.293</u>

NOTA 23 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
ADIANTAMENTOS DE CLIENTES						
CIRCULANTE						
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	-	39.362	39.292	37.778
Adiantamentos de clientes - PROINFA	302.100	24.108	15.381	302.100	24.108	15.381
	<u>302.100</u>	<u>24.108</u>	<u>15.381</u>	<u>341.462</u>	<u>63.400</u>	<u>53.159</u>
NÃO CIRCULANTE						
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	-	928.653	978.980	1.018.488
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>928.653</u>	<u>978.980</u>	<u>1.018.488</u>
TOTAL	<u>302.100</u>	<u>24.108</u>	<u>15.381</u>	<u>1.270.115</u>	<u>1.042.380</u>	<u>1.071.647</u>

I - ALBRÁS

A controlada Eletronorte venceu o leilão de compra de energia elétrica realizado pela ALBRÁS, em 2004, para fornecimento por um período de 20 anos, sendo 750 MW

médios/mês, até dezembro de 2006 e 800 MW médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, tendo como parâmetro para a celebração do contrato um preço compatível com a tarifa de equilíbrio da UHE Tucuruí, acrescido de um prêmio, calculado em função da cotação do alumínio na *London Metal Exchange (LME)* - Inglaterra. Essa constituição de preço se constitui em um derivativo embutido (vide Nota 46).

Com base nestas condições, a ALBRÁS, visando reduzir o preço base, fez uma oferta de pré-compra de energia elétrica com pagamento antecipado, que se constitui em créditos de energia que serão amortizados durante o período de fornecimento, em parcelas fixas mensais expressas em MW médios, de acordo com a tarifa vigente no mês do faturamento.

A operação ocorreu da seguinte forma:

Adiantamentos Recebidos	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009
2004	300.000	300.000
2005	500.000	500.000
2006	250.000	250.000
2007	150.000	150.000
Total	1.200.000	1.200.000
Amortizações	(220.854)	(181.728)
Ganhos	(10.493)	-
Total do passivo	968.653	1.018.272

II - PROINFA

O PROINFA, instituído pela Lei 10.438/2002, e suas alterações, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira e a busca por soluções de cunho regional com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis, a partir do aumento da participação da energia elétrica produzida com base em novas fontes.

O Programa assegura à Companhia a compra da energia elétrica a ser produzida, pelo período de 20 anos, contados a partir de 2006, que será repassada às concessionárias de distribuição, consumidores livres e autoprodutores, excluídos os consumidores de baixa renda, na proporção de seus consumos.

As concessionárias de distribuição e de transmissão pagam à Companhia o valor anual da quota de custeio correspondente à participação dos consumidores cativos, dos consumidores livres e dos autoprodutores conectados às suas instalações, em duodécimos, no mês anterior ao de competência do consumo da energia.

Adicionalmente, para fazer face às necessidades de pagamentos aos empreendedores de geração do PROINFA, no primeiro ano de funcionamento do Programa as concessionárias de distribuição e de transmissão, além das quotas relativas ao exercício corrente, anteciparam o pagamento de um duodécimo da quota anual, considerando a contratação plena de todos os empreendimentos inseridos no PROINFA.

Cabe ainda destacar que as operações relativas ao PROINFA não geram para Companhia ganhos ou perdas de natureza econômica.

NOTA 24 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS OBTIDOS

O detalhamento dos financiamentos e empréstimos, incluindo encargos, cujos recursos são destinados ao programa de investimentos do Sistema Eletrobras.

I - Contratos obtidos pela Eletrobras:

a) A Companhia possui empréstimos celebrados com agências multilaterais, tais como BID, BIRD, KFW e EXIMBANK/JBIC, nos quais há garantia da União. Tais contratos seguem ao padrão de cláusulas aplicáveis aos contratos com agências multilaterais, que são as usualmente acordadas em negociações com esse tipo de organismo;

Nos contratos tipo A/B Loan, de empréstimo sindicalizado entre a CAF e bancos comerciais, a Companhia possui cláusulas usualmente praticadas no mercado, dentre as quais mencionamos: existência de garantias corporativas, alteração de controle societário, conformidades às licenças e autorizações e limitação à venda significativa de ativos. No ano de 2010, foi assinado novo contrato com a CAF no valor de US\$500.000, destinado a compor o fundo de financiamento às Controladas.

Ainda, de acordo com as práticas de mercado há dois contratos de financiamento coordenados pelo BNP e CDB.

Em 2009 foi concluída a operação de emissão de bônus no valor de US\$1,000,000.

Os títulos foram emitidos com prazo de 10 anos, com vencimento em 30 de julho de 2019, com resgate total na data do vencimento e com cupom de juros semestrais à taxa de 6,875% a.a., possibilitando um “yield”, para os investidores que compraram os referidos bônus na data do lançamento, de 7,0% a.a. O preço de emissão foi de 99,112% do valor de face, cujo 60% das ofertas foram originadas dos Estados Unidos, 30% na Europa e 10% na Ásia.

Os recursos obtidos nesta operação junto ao mercado internacional compõem o fundo de financiamento às controladas, visando assegurar o cumprimento do programa de investimentos do Sistema Eletrobras.

Além dos empréstimos, financiamentos e bônus existentes atualmente no passivo da Companhia, há ainda um contrato de assunção de dívidas da CEEE.

Estão sendo desenvolvidas negociações com outras entidades multilaterais, tais como Banco Europeu de Investimentos e Agência Francesa de Desenvolvimento, com vistas à obtenção de novas linhas de financiamento. Está sendo considerada ainda a emissão de novos bônus no ano de 2011.

Em fase mais avançada se encontram as contratações de crédito a serem firmadas com o KFW, a ser repassado à controlada Eletrosul, e com o BIRD.

Não há no passivo da Companhia contratos com cláusulas de índices financeiros.

B) Reserva Global De Reversão

O Governo Federal criou um fundo para cobertura de gastos com indenizações de reversões de concessões do serviço público de energia elétrica. Os recursos que compõem o fundo não fazem parte destas demonstrações contábeis e, enquanto não utilizados para os fins a que se destinam, são utilizados na concessão de financiamentos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do Governo Federal, por intermédio da Eletrobras.

A contribuição para a formação da RGR é de responsabilidade das Empresas Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, mediante uma quota denominada reversão e encampação de serviços de energia elétrica, de até 2,5% do valor dos investimentos dos concessionários e permissionários, limitado a 3% da receita anual. O valor da quota é computado como componente do custo do serviço daquelas entidades (vide Nota 31), e não se constituem em receita ou ativo da Eletrobras.

As concessionárias recolhem suas quotas anuais de RGR, em duodécimos, em conta bancária vinculada, administrada pela Eletrobras, que movimenta a conta nos limites previstos na Lei 5.655/1971 e alterações posteriores, não refletidas nas Demonstrações Contábeis da Companhia posto tratar-se de entidade autônoma em relação à Eletrobras.

Contudo, a Eletrobras toma recursos junto à RGR para aplicação em projetos específicos de investimento, por ela financiados, em especial:

- a) I - expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica;
- b) II - incentivo às fontes alternativas de energia elétrica;
- c) III - estudos de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- d) IV - implantação de centrais geradoras de potência até 5.000 kW, destinadas exclusivamente ao serviço público em comunidades populacionais atendidas por sistema elétrico isolado;
- e) V - iluminação pública eficiente;
- f) VI - conservação de energia elétrica através da melhoria da qualidade de produtos e serviços;
- g) VII - universalização de acesso à energia elétrica;

A Eletrobras remunera os recursos sacados da RGR e utilizados na concessão de financiamentos às empresas do setor elétrico brasileiro, com juros de 5% a.a., sem nenhum tipo de indenização. Em 31 de dezembro de 2010, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, utilizados em diversos investimentos totaliza R\$ 8.159.038 (31 de

dezembro de 2009 - R\$ 7.656.946 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 7.193.770), e estão incluídos na rubrica Financiamentos e empréstimos, do passivo.

	CONTROLADORA																	
	31/12/2010						31/12/2009						01/01/2009					
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL				ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL				ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL			
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE		NÃO CIRCULANTE		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE		NÃO CIRCULANTE		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE		NÃO CIRCULANTE	
Moeda Estrangeira																		
Instituições financeiras																		
BID	4,16%	2.202	31.001	201.509	5,32%	3.659	32.397	242.977	5,32%	5.489	43.482	369.600						
CAF	2,29%	9.886	25.634	1.935.355	3,97%	22.040	-	1.205.446	4,76%	10.340	-	1.635.900						
KFW	3,86%	70	21.158	43.556	3,87%	183	23.811	52.205	5,73%	202	31.349	95.514						
AMFORP & BEPCO	-	-	-	-	-	-	-	-	6,50%	-	128	-						
Dresdner Bank	6,25%	88	21.405	21.406	6,25%	775	23.810	48.458	6,25%	259	31.348	95.513						
Eximbank	2,15%	1.591	44.999	292.490	2,15%	1.654	41.288	309.651	2,15%	2.544	56.823	482.981						
BNP Paribas	1,48%	338	57.703	601.060	1,86%	15.044	-	737.695	6,40%	2.170	-	566.327						
Outras		175	1.683	9.343		219	1.759	11.958		340	2.361	18.995						
		14.350	203.583	3.104.719		43.574	123.065	2.608.390		21.344	165.491	3.264.830						
Bônus																		
Dresdner Bank	7,75%	3.812	-	499.860	7,75%	3.984	-	522.360	7,75%	5.347	-	701.100						
Credit Suisse	6,87%	54.162	-	1.666.200	6,87%	59.421	-	1.741.200	-	-	-	-						
		57.974	-	2.166.060		63.405	-	2.263.560		5.347	-	701.100						
Outros																		
Tesouro Nacional - ITAIPU		-	-	-		-	-	-		-	-	-						
		-	-	-		-	-	-		-	-	-						
		72.324	203.583	5.270.779		106.979	123.065	4.871.950		26.692	165.491	3.965.930						
Moeda Nacional																		
Reserva Global de Reversão		-	-	8.159.038		-	-	7.656.946		-	-	7.193.770						
Outros		-	-	-		-	-	-		-	-	-						
		-	-	8.159.038		-	-	7.656.946		-	-	7.193.770						
		72.324	203.583	13.429.817		106.979	123.065	12.528.896		26.692	165.491	11.159.700						

	CONSOLIDADO											
	31/12/2010				31/12/2009				01/01/2009			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL NÃO		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL NÃO		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL NÃO	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE
Moeda Estrangeira												
Instituições financeiras												
BID	4,16%	2.202	31.001	201.509	5,32%	3.659	32.397	242.977	5,32%	5.489	43.482	369.600
CAF		9.886	25.634	1.935.355	3,97%	22.040	-	1.205.446	4,76%	10.340	-	1.635.900
KFW		70	21.158	43.556	3,87%	183	23.811	52.205	5,73%	376	59.698	95.514
AMFORP & BEPCO		-	-	-	-	-	-	-	6,50%	-	128	-
Dresdner Bank	6,25%	88	21.405	21.406	6,25%	775	23.810	48.458	6,25%	331	45.110	95.513
Eximbank	2,15%	1.591	44.999	292.490	2,15%	1.654	41.288	309.651	2,15%	2.544	56.823	482.981
BNP Paribas		338	57.703	601.060	1,86%	15.044	-	737.695	6,40%	2.170	-	566.327
Outras		721	11.783	12.476		447	3.942	23.852		6.994	475.533	12.179.675
		14.896	213.683	3.107.852		43.802	125.248	2.620.284		28.244	680.774	15.425.510
Bônus												
Dresdner Bank	7,75%	3.812	-	499.860	7,75%	3.984	-	522.360	7,75%	5.347	-	701.100
Credit Suisse	6,87%	54.162	-	1.666.200	6,87%	59.421	-	1.741.200	-	-	-	-
		57.974	-	2.166.060		63.405	-	2.263.560		5.347	-	701.100
Outros												
Tesouro Nacional - ITAIPU		2.412	349.744	7.978.640		3.342	344.448	8.701.254		-	-	-
		2.412	349.744	7.978.640		3.342	344.448	8.701.254		-	-	-
		75.282	563.427	13.252.552		110.549	469.696	13.585.098		33.591	680.774	16.126.610
Moeda Nacional												
Reserva Global de Reversão		-	-	8.159.038		-	-	7.672.055		-	-	7.248.309
Outros		65.039	1.164.718	9.858.381 *		63.467	471.563	7.135.389		54.061	367.071	3.535.312
		65.039	1.164.718	18.017.419		63.467	471.563	14.807.444		54.061	367.071	10.783.621
		140.321	1.728.145	31.269.971		174.016	941.259	28.392.542		87.652	1.047.845	26.910.231

b) O total devido em moeda estrangeira, inclusive encargos corresponde na controladora a US\$ 3.328.944, equivalente a R\$ 5.546.686 mil e no consolidado a US\$ 8.337.089 mil, equivalente a R\$ 13.891.261 mil. A distribuição percentual por tipo de moeda é a seguinte:

	US\$	EURO	YEN
Controladora	92%	2%	6%
Consolidado	97%	1%	2%

c) Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a encargos, cuja taxa média em 2010, foi de 4,19% e 2009 foi de 5,65%.

d) A parcela de longo prazo dos empréstimos e financiamentos expressa em milhares de Dólares Norte-Americanos, tem seu vencimento assim programado:

	2012	2013	2014	2015	Após 2015	Total
Controladora	117.445	145.901	183.825	408.798	7.204.178	8.060.147
Consolidado	273.459	339.716	428.018	951.845	16.774.199	18.767.237

II - Operação de arrendamento financeiro:

A controlada Amazonas Energia possui operação de leasing financeiro, para o qual foi registrado o passivo e correspondente ativo imobilizado. A conciliação entre o total dos futuros pagamentos mínimos do arrendamento financeiro ao final do período e o seu valor presente estão demonstrados no quadro abaixo:

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Menos de um ano	244.098	249.738	230.500
Mais de um ano e menos de cinco anos	1.220.493	1.248.690	1.152.501
Mais de cinco anos	2.213.161	2.514.030	2.504.769
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	416.322	(69.014)	381.390
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	4.094.074	3.943.444	4.269.160
Ajuste a valor presente	(2.279.042)	(2.195.169)	(2.477.654)
Valor presente dos pagamentos	1.815.032	1.748.275	1.791.506
Menos de um ano	120.485	108.827	106.435
Mais de um ano e menos de cinco anos	602.315	544.056	530.860
Mais de cinco anos	1.092.232	1.095.392	1.154.211

O valor justo dos empréstimos e financiamentos atuais é igual ao seu valor contábil, uma vez que o impacto do desconto não é significativo.

III - GARANTIAS

A Companhia participa na qualidade de interveniente garantidora de diversos empreendimentos cujo os montantes garantidos, projeções e valores já pagos estão demonstrados nos quadros abaixo.

31 DE DEZEMBRO DE 2010

Empreendimento	Banco Financiador	Participação da Controlada	Valor do Financiamento (Quota Parte da Controlada)	Saldo Devedor em 31/12/2010	Projeção de Saldo Devedor - Fim do Exercício			a Liberar Após 2013
					2011	2012	2013	
UHE Tucuruí	BNDES	100,00%	941.000	586.834	483.261	381.522	279.783	-
Subestação Miranda II	BNDES	100,00%	47.531	39.522	35.966	32.523	29.081	-
SE São Luís II e III	BNDES	100,00%	13.653	13.653	12.596	11.621	10.646	-
Norte Transmissora	BNDES	24,50%	72.275	72.275	-	-	-	-
Manaus Transmissora	BNDES	30,00%	75.428	75.428	-	-	-	-
Linha Verde	BTG Pactual	49,00%	147.000	-	147.000	-	-	-
LT e Subestação Ribeiro Golçalves-Balsas	BNB	100,00%	70.000	-	-	-	-	-
UHE Jirau	BNDES	20,00%	1.444.000	833.313	1.542.895	1.660.531	1.600.332	-
SPE Manaus Transmissora	BNDES	24,50%	72.275	72.275	-	-	-	-
ESBR	Bradesco	20,00%	68.888	68.888	63.220	27.051	7.232	-
IE Madeira	BNDES/ Bancos Repassadores	24,50%	98.336	86.802	-	-	-	-
UHE Simplício	BNDES	100,00%	1.034.410	915.060	953.499	887.741	822.560	-
UHE Santo Antônio	BNDES/ Bancos Repassadores /FNO	39,00%	2.589.051	2.256.456	2.444.652	2.848.008	3.082.029	-
UHE Foz do Chapecó	BNDES	40,00%	655.287	781.186	767.164	717.886	668.175	-
UHE Baguari	BNDES	30,62%	60.153	58.452	55.856	51.560	47.263	-
UHE Serra do Facão	BNDES	49,50%	257.263	-	-	-	-	-
UHE Batalha	BNDES	100,00%	224.000	100.384	224.859	208.698	192.691	-
IE Madeira	BNDES/ Bancos Repassadores	24,50%	98.336	86.802	-	-	-	-
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	BNDES	49,00%	13.827	-	13.109	11.946	10.793	-
Goiás Transmissão	Banco do Brasil	49,00%	-	-	-	-	-	-
MGE	Banco do Brasil	49,00%	-	-	-	-	-	-
UHE Passo de São João	BNDES	100,00%	183.330	186.857	186.856	177.913	164.850	-
UHE Jirau	BNDES	20,00%	1.444.000	833.313	1.542.895	1.660.531	1.600.332	-
UHE Mauá	BNDES/ Bancos Repassadores	49,00%	364.834	304.014	370.235	344.907	322.102	-
RS Energia	BNDES/ Bancos Repassadores	100,00%	126.221	124.256	112.468	100.679	89.365	-
SC Energia	BNDES/ Bancos Repassadores	100,00%	270.197	199.526	172.189	150.327	128.576	-
Eólicas Cerro Chato I, II e III	BNDES	90,00%	201.077	20.108	201.077	190.604	165.469	-
Norte Transmissora	BNDES	24,50%	72.275	19.691	-	-	-	-
ESBR	Bradesco	20,00%	68.888	68.888	63.220	27.051	7.232	-
UHE São Domingos	BNDES	100,00%	207.000	-	-	-	-	-
Porto Velho Transmissora	BNDES	100,00%	283.411	-	-	-	-	-
Angra 3	BNDES	100,00%	6.146.256	-	1.358.092	3.403.542	5.036.976	1.109.280
Mangue Seco 2	BNB	49,00%	12.250	16.748	-	-	-	-
Belo Monte	ANEEL	15,00%	156.915	156.915	125.532	109.841	109.841	109.841
Mangue Seco 2	BNB	49,00%	40.951	-	-	-	-	-
Total			17.560.318	7.977.646	10.876.641	13.004.482	14.375.328	1.219.121

Garantias Eletrobras - Consolidado

	Valor Garantido (Quota Parte das Controladas) R\$ Milhões	Total Garantido em 31/12/2010 R\$ Milhões	Projeção de Saldo Devedor - Fim do Exercício R\$ Milhões			A Garantir R\$ Milhões
			2011	2012	2013	Após 2013
			Total	17.560	7.978	10.877
Controladas	9.137	2.042	3.427	5.254	6.665	1.109
SPE	8.423	5.936	7.481	7.766	7.710	110

A Companhia provisionou na rubrica provisões no passivo não circulante o valor justo referente aos montantes garantidos pela Eletrobras e já liberados pelos bancos financiadores. O valor justo é calculado com base em 1% do total liberado até 31 de dezembro de 2010, conforme demonstrado abaixo:

	Valor Provisionado
Garantia devida em 01/01/2009	18.046
Movimentação em 2009	62.383
Garantia devida em 31/12/2009	80.429
Movimentação em 2010	(653)
Garantia devida em 31/12/2010	79.776

UHE Passo de São João - O empreendimento, integralmente da controlada Eletrosul tem potência instalada de 77MW e investimentos previstos de R\$260.000 mil.

Foi autorizada operação de financiamento junto ao BNDES no valor de R\$183.330, com amortizações em 192 meses (16 anos) e carência até 15 de julho de 2010.

A Eletrobras, por meio da Deliberação 020/2008 e da Resolução 030/2008 assinou este contrato na qualidade de interveniente garantidora.

UHE Simplício - O empreendimento, integralmente de Furnas tem capacidade instalada de geração de 337,7 MW e investimentos estimados de R\$1.200.000 mil.

O BNDES autorizou financiamento no valor de R\$1.034.410, com amortizações em 192 meses (16 anos), carência até 15 de julho de 2010.

A Eletrobras, por meio da Deliberação 019/2008 e da Resolução 029/2008 assinou este contrato na qualidade de interveniente garantidora.

UHE Mauá - O empreendimento tem capacidade instalada de 361MW e 51% de participação da Copel.

Foi aprovada junto ao BNDES a contratação de dois financiamentos, no valor individual de R\$ 182.417, um de forma direta e outro de forma indireta, com amortizações em 192 meses (16 anos) e carência até 15 de janeiro de 2012.

A Eletrobras, por meio da Deliberação 014/2009 e da Resolução 109/2009 assinou este contrato na qualidade de interveniente garantidora.

UHE Jirau - A SPE Energia Sustentável do Brasil, formada pelas controladas Eletrosul, Chesf, GDF Suez Energy e Camargo Corrêa, venceu leilão para construir e operacionalizar a UHE Jirau, com capacidade instalada de 3.450MW, localizada no Rio Madeira, no município de Porto Velho, estado de Rondônia.

Foi aprovada a contratação de dois financiamentos, sendo um direto e outro via bancos repassadores, junto ao BNDES no valor total de R\$ 7.273.395, a serem pagos em 240 meses (20 anos).

A Eletrobras, por meio da Deliberação 062/2009 e da Resolução 428/2009 assinou este contrato na qualidade de interveniente garantidora da participação (de 20%) de cada uma das suas controladas.

UHE Santo Antônio - A SPE Madeira Energia S/A - MESA, formada por Furnas, CEMIG, Fundo de Investimentos em Participação Amazônica Energia - FIP, Construtora Norberto Odebrecht S/A, Odebrecht Investimentos em Infraestrutura Ltda e Andrade Gutierrez Participações S/A venceu o leilão para construir e operacionalizar a UHE Santo Antônio, localizada no Rio Madeira, com capacidade instalada de 3150,4MW.

Através da Deliberação 030/2009, de 27 de março de 2009 foi aprovada a assinatura da Eletrobras na qualidade de interveniente anuente no Acordo de Capitalização celebrado entre as empresas no valor de R\$6.638.593, na participação de Furnas (39%).

Subestação Miranda II - Empreendimento corporativo que visa à instalação do terceiro transformador 230/138/13,8kV e conexões associadas, ampliando e reforçando o sistema de transmissão da Eletronorte no estado do Maranhão.

Por meio da Deliberação 202/2009, de 21 de dezembro de 2010, foi aprovada a garantia corporativa para o financiamento com o BNDES, no valor de R\$47.531.

UHE Foz do Chapecó - A SPE Foz do Chapecó Energia é a responsável pela implantação da UHE Foz do Chapecó, com capacidade instalada de 855MW.

Por meio da Deliberação 085/2010, de 30 de março de 2010, foi aprovada a prestação de garantia da Eletrobras à Furnas nos instrumentos contratuais, em substituição às Fianças Bancárias já contratadas, limitadas ao percentual de Furnas na SPE (40%, totalizando então R\$653.200).

UHE Baguari - Projeto corporativo de Furnas, UHE Baguari terá 140MW de capacidade instalada e localiza-se em Minas Gerais.

Por meio da Deliberação 078/2010, de 30 de março de 2010, foi aprovada a prestação de garantia da Eletrobras no contrato de financiamento junto ao BNDES no valor de R\$60.153.

UHE Serra do Facão - A UHE Serra do Facão é constituída de uma SPE, formada por Furnas (49.5%), Alcoa Alumínio S.A.(30,5%), DME Energética (10%) e Camargo Corrêa Energia S.A (10%). e terá uma potência instalada de 210MW.

Por meio da Deliberação 142/2010, de 19 de maio de 2010, foi aprovada a prestação de garantia pela Eletrobras do financiamento junto ao BNDES, cujo valor total é de R\$520.000 mil, na proporção da participação de Furnas (R\$257.400).

Eólicas Cerro Chato I, II e III - As SPE's Eólicas Cerro Chato I, II e III são formadas Por Eletrosul (90%) e Wobben (10%). O orçamento do empreendimento constituído de três sítios de 30MW cada é de R\$406.000 mil, tendo 80% de financiamento (R\$325.000 mil) com taxa de juros de 4,5% a.a e prazo de pagamento de 10 anos (2 anos de carência).

Com a Deliberação 193/2010, de 29 de julho de 2010, foi aprovado aval da Eletrobras de 90% do valor financiado para o financiamento (R\$292.500).

Subestação São Luiz II e III - Empreendimento corporativo referente à subestação São Luiz III e à linha de transmissão São Luiz I - São Luiz II, de aproximadamente 36 km no estado do Maranhão.

Foi aprovada, pela Deliberação 140/2010, de 19 de maio de 2010, a fiança corporativa da Eletrobras no financiamento do BNDES para o empreendimento, no valor de R\$13.653 (TJLP+1,3%+1,28% em 14 anos).

Norte Transmissora de Energia - A SPE Norte Brasil Transmissora, com participação da Eletronorte (24,5%) e Eletrosul (24,5%) tem como objetivo a implantação, operação e manutenção da LT Porto Velho/Araraquara, com extensão de 2.375 km.

Pela Deliberação 139/2010, de 19/05/2010, foi aprovada a prestação de garantia no contrato de curto prazo no valor de R\$ 295.000 na proporção da participação da Eletronorte (24,5%) e Eletrosul (24,5%) resultando em R\$ 144.550.

Manaus Transmissora de Energia - A SPE Manaus Transmissora de Energia, que tem participação da Eletronorte (30%) e Chesf (19,5%) tem como objetivo implementar, operar e fazer manutenção de 4 subestações e uma linha de transmissão de 586 km (LT Oriximiná/Itacoatiara/Cariri). Para viabilizar o investimento, foi contratado junto ao BNDES um financiamento de curto prazo no valor de R\$ 251.426.

Pela Resolução 138/2010, foi aprovada a prestação de garantia pela Eletrobras neste contrato, limitada ao percentual de suas controladas (49,5%, resultando em R\$ 124.445).

Mangue Seco 2 - SPE com participação de 49% da Eletrobras e 51% da Petrobras para construção e operação de três usinas eólicas em Guacari, no Rio Grande do Norte.

Foi aprovada, pela Deliberação 209/2010, de 26 de agosto de 2010, a prestação de garantia pela Eletrobras, proporcional a sua participação (R\$12.250), no contrato de financiamento do curto prazo junto ao BNB.

UHE Batalha - Para UHE Batalha, empreendimento corporativo de Furnas com capacidade de gerar 52,5MW e localizada entre Minas Gerais e Goiás, foi firmado financiamento junto ao BNDES no valor de R\$224.000 mil. A Eletrobras, por meio da Deliberação 169/2010, figura como garantidora do referido contrato.

RS e SC Energia - A Eletrobras concedeu garantia a Eletrosul no financiamento junto ao BNDES e Bancos repassadores quando da compra da participação das empresas Schahin Engenharia S/A e Engevix Engenharia S/A nas transmissoras RS e SC Energia.

Por meio da Deliberação 073/2010, foi aprovada a prestação de garantia da Eletrobras.

IE Madeira - A SPE Interligação Elétrica do Madeira S.A., com participações de Furnas (24,5%) e Chesf (24,5%), contratou junto ao BNDES um empréstimo de curto prazo no valor total de R\$401.370.

Pela Deliberação 196/2010, foi aprovada prestação de contra garantia pela Eletrobras mediante assinatura de Contratos de Fiança Bancária, em garantia ao financiamento no limite de participação de suas controladas.

Belo Monte - A UHE Belo Monte, localizada no rio Xingu terá capacidade instalada de 11.233 MW. Para isso foi constituída a SPE Norte Energia, com participações de Chesf (15%), Eletronorte (19,98%) e Eletrobras (15%).

Pela Deliberação 230/2010, foi aprovada a prestação de garantia da Eletrobras em favor da SPE para as obrigações junto a seguradora JMALUCELLI no âmbito do contrato de contra garantia no valor de R\$156.915.

ESBR - A Deliberação 171/2010, aprovou a prestação de garantia da Eletrobras nos contratos de emissão de Cartas de Crédito entre o Bradesco e a SPE ESBR nos contratos de fornecimento de turbinas e geradores celebrado com a Dong Fang Eletric Corp. para UHE Jirau no valor da participação de suas controladas (R\$82.421, o que representam os 40% de participação).

NOTA 25 - EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

O Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, instituído pela Lei 4.156/1962 com o objetivo de gerar recursos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, foi extinto pela Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1983, que fixou a data de 31 de dezembro de 1993 como o prazo final de arrecadação.

Na primeira fase desse Empréstimo Compulsório, encerrada com o advento do Decreto-Lei 1.512/1976, a cobrança do tributo alcançou diversas classes de consumidores de energia, e os créditos dos contribuintes foram representados por Obrigações ao Portador emitidas pela Eletrobras.

No segundo momento, iniciado com as disposições contidas no referido Decreto-Lei, o Empréstimo Compulsório em questão passou a ser cobrado somente de indústrias com consumo mensal de energia superior a 2.000 kwh, e os créditos dos contribuintes deixaram de ser representados por títulos, passando a ser simplesmente escriturados pela Eletrobras.

O saldo do Empréstimo Compulsório remanescente, após a 4ª conversão em ações, ocorrida em 30 de abril de 2008, relativa aos créditos constituídos de 1988 à 2004, estão registrados no passivo circulante e não circulante, vencíveis a partir de 2008, e remunerados à taxa de 6% ao ano, acrescidos de atualização monetária com base na variação do IPCA-E, e correspondem, em 31 de dezembro de 2010, a R\$ 157.616 (31 de dezembro de 2009, a R\$ 140.299 e 01 de janeiro de 2009, R\$ 215.071), dos quais R\$ 141.425 no não circulante (31 de dezembro de 2009 - R\$ 127.358 e 01 de janeiro de 2009 - R\$ 129.866).

I - Obrigações ao Portador emitidas pela Eletrobras

As Obrigações ao Portador, emitidas em decorrência do Empréstimo Compulsório, não constituem títulos mobiliários, não são negociáveis em Bolsa de Valores, não têm cotação e são inexigíveis. Desta forma, a Administração da Eletrobras esclarece que a Companhia não possui debêntures em circulação.

A emissão desses títulos decorreu de uma imposição legal e não de uma decisão empresarial da Eletrobras. Do mesmo modo, sua tomada pelos obrigacionistas não emanou de um ato de vontade, mas de um dever legal, por força da Lei 4.156/1962.

A CVM, em decisão de seu Colegiado proferida no processo administrativo CVM RJ 2005/7230, movido por detentores das mencionadas obrigações, afirma textualmente que “as obrigações emitidas pela Eletrobras em decorrência da Lei 4.156/1962 não podem ser consideradas como valores mobiliários”.

Entendeu ainda a CVM que não há qualquer irregularidade nos procedimentos adotados pela Eletrobras em suas Demonstrações Contábeis, no que se refere às citadas obrigações, tampouco na divulgação quanto à existência de ações judiciais (vide Nota 27) pleiteando o resgate desses títulos.

Além disso, a inexigibilidade dessas Obrigações ao Portador foi reforçada por decisões do Superior Tribunal de Justiça, que corroboram o entendimento de que esses títulos estão prescritos e que não se prestam para garantir execuções fiscais.

Portanto, as Obrigações ao Portador emitidas na primeira fase desse empréstimo compulsório, tal como decidido pela CVM, não se confundem com debêntures. Além disso, por força do disposto no artigo 4º, § 11 da Lei 4.156/1962 e no artigo 1º do Decreto 20.910/1932, são inexigíveis, condição confirmada no Informativo 344 do Superior Tribunal de Justiça - STJ, de onde consta que essas Obrigações não podem ser utilizadas como garantia de execuções fiscais, por não terem liquidez e não serem debêntures.

Desta forma, o passivo relativo ao Empréstimo Compulsório refere-se aos créditos residuais, constituídos de 1988 a 1994, dos consumidores industriais com consumo superior a 2.000 kW/h, referentes à segunda fase desse Empréstimo Compulsório, bem como aos juros não reclamados relativos a esses créditos, conforme demonstrado:

CONTROLADORA		
31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009

CIRCULANTE

Juros a Pagar	<u>16.191</u>	<u>12.941</u>	<u>85.205</u>
NÃO CIRCULANTE			
Créditos Arrecadados	<u>141.425</u>	<u>127.358</u>	<u>129.866</u>
	<u>157.616</u>	<u>140.299</u>	<u>215.071</u>

NOTA 26 - CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL - CCC

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), criada pelo Decreto 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem a finalidade aglutinar o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoelétrica, especialmente na Região Norte do país.

Nos termos da Lei 8.631, de 04 de março de 1993, a Eletrobras administra os valores relativos aos recolhimentos efetuados pelos concessionários do serviço público de energia elétrica, para crédito na Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, correspondentes às quotas anuais destinadas aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica. Os valores registrados no ativo circulante, em contrapartida ao passivo circulante, correspondem às disponibilidades de recursos, mantidos em caixa restrito, e às quotas não quitadas pelas concessionárias.

Ressalta-se que a Lei 12.111, de 9 de dezembro de 2009, traz uma reforma profunda nas premissas para contratação de energia elétrica e recebimento de subsídios, inclusive para localidades isoladas, a serem interligadas em futuro próximo. Sendo assim, os dispositivos nela contidos possuem eficácia imediata, de modo a permitir às Concessionárias, durante o período de transição para o Sistema Interligado Nacional - (SIN), a manutenção dos subsídios. Com isso, dar-se-á a estas empresas tratamento isonômico ao concedido às concessionárias do SIN, quando da criação do modelo vigente.

O objetivo da Lei 12.111/2009 é reembolsar os custos de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, incluindo os custos relativos à contratação de energia e de potência associada à geração própria para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica, aos encargos do setor elétrico e impostos e, ainda, aos investimentos realizados, que deverá ocorrer através da Conta de Consumo de Combustíveis Fosseis - CCC.

NOTA 27 - IMPOSTO DE RENDA E OUTROS TRIBUTOS A PAGAR

	CONTROLADORA			CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009	31/12/2010	31/12/2009	1/1/2009
Imposto de Renda	-	51.666	874.413	400.167	454.235	1.120.332
Contribuição Social	-	18.600	314.789	252.752	157.948	456.332
PASEP e COFINS	83	801	69.366	153.256	147.963	231.399
ICMS	-	-	-	70.267	73.014	103.160
PAES	-	-	-	930.552	1.016.863	1.055.263
Outros	76.597	15.166	22.242	513.327	387.232	316.222
Total	76.680	86.232	1.280.810	2.320.321	2.237.255	3.282.708
Passivo circulante	76.680	15.967	91.608	1.102.672	963.365	810.536
Passivo não circulante	-	70.266	1.189.202	1.217.649	1.273.890	2.472.172

a) Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	2.453.201	2.453.201	(355.087)	(355.087)
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	613.300	220.788	(88.772)	(31.958)
Efeitos de adições e (exclusões):				
Receita de Dividendos	(25.462)	(9.166)	(25.967)	(9.348)
Equivalência patrimonial	(456.054)	(164.179)	(729.974)	(282.484)
Provisão de JCP	(92.689)	(33.368)	(185.377)	(66.736)
Provisão p/ Redução ao Valor de				

Mercado	165.410	59.548	264.162	95.098
Demais adições (exclusões)	(55.124)	(17.716)	(166.566)	(38.633)
Total da despesa (Receita)de IRPJ e CSLL	149.381	55.907	(932.494)	(334.061)

c) Incentivos Fiscais - SUDENE

A Medida Provisória 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, alterada pela Lei 11.196, de 21 de novembro de 2005, possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, que possuam empreendimentos no setor de infra-estrutura considerado, em ato do Poder Executivo, prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

A controlada Chesf obteve, em 2008, o direito à redução de 75% do Imposto de Renda, calculados com base no lucro da exploração. Tal incentivo foi concedido até o exercício de 2017.

Neste exercício, o incentivo fiscal mencionado totalizou R\$ 380.357 (R\$ 163.153 em 31 de dezembro de 2009 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 343.251), com registro no resultado do período como redução do imposto de renda apurado, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07.

d) Parcelamento Especial - PAES

As controladas Furnas, Eletrosul, Eletronorte, Amazonas Energia e Distribuição Alagoas optaram pelo refinanciamento de débitos tributários. O prazo de financiamento é limitado há 180 meses e o saldo devedor é corrigido pela Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP e SELIC.

NOTA 28 - TAXAS REGULAMENTARES

CIRCULANTE	CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009

Reserva Global de Reversão - RGR	113.103	138.208	101.758
CCC/CDE	53.896	22.397	33.112
Compensação financeira - recursos hídricos	390.792	404.767	536.115
Taxa de fiscalização ANEEL	5.547	7.007	12.394
PROINFA	20.902	17.054	11.259
OUTROS	-	-	609
	<u>584.240</u>	<u>589.433</u>	<u>695.247</u>

NOTA 29- REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

I - O estatuto da Companhia estabelece como dividendo mínimo obrigatório 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária, respeitada a remuneração mínima para as ações preferenciais das classes A e B, de 8% e 6%, respectivamente, do capital social relativo a essas espécies e classes de ações. Prevendo a possibilidade de pagamento de juros sobre capital próprio.

A seguir, está demonstrado o lucro líquido ajustado e o valor da remuneração mínima obrigatória, na forma de JCP imputadas aos dividendos mínimos, nos termos da legislação aplicável, bem como o valor total da remuneração proposta aos acionistas, a ser deliberada em Assembléia Geral Ordinária:

	31/12/2010
Lucro líquido do exercício	2.247.913
(-)Ajustes Avaliação Patrimonial	(3.166.317)
=Base de cálculo	(918.404)
Dividendo mínimo	-
(+)Realização de Reserva de Reavaliação	16.092
(+)Reversão de Reserva de Lucro	2.205.694
Dividendos mínimos estatutário - ações preferenciais	370.755
Remuneração proposta aos acionistas	
Dividendos mínimos (JCP) sobre lucro do exercício	370.755
Dividendos adicionais (JCP) - ações ordinárias	753.201
	<u>1.123.956</u>

Em 2010 a Eletrobras registrou como remuneração integral aos acionistas, juros sobre o capital próprio - JCP no valor de R\$ 370.755 (R\$ 741.509 em 2009), imputados aos dividendos daquele exercício, de acordo com as disposições estatutárias, cuja remuneração por ação foi a que segue:

Remuneração por ação - Expressa em R\$		31/12/2010	31/12/2009
Ações ordinárias	3,6029% do capital (2009 - 1,77%)	0,83	0,41
Ações preferenciais da classe A	9,4118 % do capital (2009 - 9,41%)	2,17	2,17
Ações preferenciais da classe B	7,0588% do capital (2009 - 7,06%)	1,63	1,63

De acordo com a legislação tributária vigente, sobre o valor da remuneração proposta aos acionistas, a título de JCP, incide Imposto de Renda na Fonte - IRRF à alíquota de 15%.

A atualização incide a partir de 1º de janeiro de 2010 até a data do efetivo início do pagamento da remuneração, data esta a ser deliberada pela Assembléia Geral Ordinária, que apreciará as presentes Demonstrações Contábeis e a proposta de destinação do resultado deste exercício. Sobre a parcela referente à atualização monetária pela taxa SELIC incide IRRF, nos termos da legislação vigente.

Em cumprimento ao deliberado na 50ª Assembléia Geral Ordinária, realizada em 30 de abril de 2010, o pagamento da remuneração aos acionistas relativa ao exercício de 2009, na forma de JCP, teve início em 18 de maio de 2010:

II - O Conselho de Administração da Companhia deliberou, em janeiro de 2010, pelo pagamento do saldo da Reserva Especial de Dividendos não Distribuídos, em quatro parcelas anuais, a partir do exercício de 2010. Essa deliberação decorreu da melhora na posição do caixa da Companhia no ano de 2009.

Fazem jus ao referido recebimento as pessoas físicas e jurídicas que integrarem o quadro de Acionistas da Eletrobras no dia 29 de janeiro de 2010.

Ainda, segundo o Estatuto da Eletrobras, os referidos créditos continuarão a ser remunerados pela variação da Taxa SELIC, até a data do efetivo pagamento de cada parcela, incidindo, sobre esta remuneração, retenção de Imposto de renda na fonte, nos termos da legislação vigente.

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante, contém a parcela de R\$ 167.211 (R\$ 219.153 em 31 de dezembro de 2009 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 154.401) referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2007, 2008, 2009 e 2010. A remuneração relativa ao exercício de 2006, e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

NOTA 30 - CRÉDITOS DO TESOIRO NACIONAL

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO					
	CIRCULANTE			NÃO CIRCULANTE		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Aquisição de ações da CEEE-GT e CEEE-D	85.904	68.720	62.231	234.313	287.646	362.601
Outros	6.866	7.316	10.005	16.172	23.660	40.828
	<u>92.770</u>	<u>76.036</u>	<u>72.236</u>	<u>250.485</u>	<u>311.306</u>	<u>403.429</u>

NOTA 31 - BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

As empresas do Sistema Eletrobras patrocinam planos de previdência aos seus empregados, bem como planos de assistência médica e seguro de vida pós-emprego em determinados casos. Esses benefícios são classificados como benefícios definidos.

Devido à estrutura descentralizada do Sistema Eletrobras, cada segmento patrocina seu próprio pacote de benefícios a empregados. De forma geral, o Grupo oferece aos seus atuais e futuros aposentados e aos seus dependentes benefícios do tipo previdenciário, de assistência à saúde e seguro de vida pós-emprego, conforme apresentado na tabela a seguir:

Tipos de benefícios pós-emprego patrocinados pelas empresas do Sistema Eletrobras

Empresa	Planos de benefícios previdenciários			Outros benefícios pós-emprego	
	Plano BD	Plano Saldado	Plano CD	Seguro de Vida	Plano de Saúde
Eletrobras	X		X	X	
Amazonas	X		X		
Boa Vista	X		X		X
Ceal	X		X		X
Cepisa	X				
CGTEE	X				
Chesf	X	X	X	X	
Eletronorte	X		X	X	X
Eletronuclear	X			X	X
Eletrosul	X		X		X
Furnas	X		X	X	X

Com a adoção dos padrões estabelecidos pelo CPC 33, a Administração da Companhia decidiu pela alteração da política contábil de reconhecimento de ganhos e perdas atuariais, tendo adotado, a partir de 1º de janeiro de 2009, a política de reconhecimento imediato, no período em que ocorrerem os ganhos e perdas atuariais diretamente em Outros Resultados Abrangentes, conforme permitido pelo item 93A do CPC 33.

A seguir estão apresentados os resultados consolidados do Grupo Eletrobras. A data de avaliação para cada ano é 31 de dezembro, bem como do valor justo dos ativos dos planos.

As tabelas abaixo apresentam a conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido e do valor justo dos ativos com os valores registrados no balanço patrimonial para os benefícios previdenciários e para os demais benefícios pós-emprego.

Tabela 1.a - Planos de benefícios previdenciários - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício

	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	2.327.808	2.250.502	1.927.732	16.998.502	14.424.138	13.297.053
Valor justo dos ativos do plano	(2.587.788)	(2.181.879)	(2.045.822)	(19.238.810)	(14.984.812)	(12.366.388)
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	(259.980)	68.623	(118.090)	(2.240.308)	(560.674)	930.665
Compensação de quotas - Plano CD	(129.847)	62.548	-	(360.959)	62.548	(34.289)
Valor máximo de ativo atuarial passível de reconhecimento no fim do exercício	-	-	-	-	-	-
Dívida contratada entre patrocinador e plano	2.753	-	-	1.057.783	1.314.210	1.975.677
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	2.753	6.074	-	1.621.389	1.589.104	2.212.513
Valor acumulado em ORA no final do exercício	(2.572)	17.045	-	(455.604)	513.389	(800.711)
Custo de serviço corrente	31.439	25.556	n/a	241.651	214.860	n/a
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	216.809	202.089	n/a	1.388.730	1.391.289	n/a
Contribuições esperadas de participante (-)	(25.416)	(25.981)	n/a	(223.581)	(206.651)	n/a
Rendimento esperado dos ativos (-)	(192.040)	(195.031)	n/a	(1.439.109)	(1.184.816)	n/a
Despesa/(Receita) reconhecida no exercício	30.792	6.633	n/a	(32.309)	214.682	n/a

Tabela 1.b - Outros benefícios pós-emprego - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício

	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Valor presente das obrigações atuariais a descoberto	12.556	26.712	46.676	885.207	754.057	477.529
Valor justo dos ativos do plano	-	-	-	-	-	-
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	12.556	26.712	46.676	885.207	754.057	477.529
Valor máximo de ativo atuarial passível de reconhecimento no fim do exercício	-	-	-	-	-	-
Dívida contratada entre patrocinador e plano	-	-	-	-	-	-

	-	-	-	-	-	-
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	12.556	26.712	46.676	885.207	754.057	477.529
Valor acumulado em ORA no final do exercício						
Custo de serviço corrente	708	870	n/a	10.757	11.065	n/a
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	2.017	2.125	n/a	33.176	10.650	n/a
Contribuições esperadas de participante (-)	-	-	n/a	-	-	n/a
Rendimento esperado dos ativos (-)	-	-	n/a	-	-	n/a
Despesa/(Receita) reconhecida no exercício	2.725	2.995	n/a	43.933	21.715	n/a

a) Divulgação de Benefícios Previdenciários

Resultados consolidados de benefícios previdenciários - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

Tabela 2.a - Planos de benefícios previdenciários - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Valor das obrigações atuariais no início do ano	2.250.502	1.927.732	-	14.424.138	13.297.053	-
Custo de serviço corrente	31.439	25.556	-	241.651	214.860	-
Juros sobre a obrigação atuarial	216.809	202.089	-	1.388.730	1.391.289	-
Benefícios pagos no ano (-)	(174.633)	(214.649)	-	869.157	861.266	-
Aquisição de quotas - Plano CD	(88.458)	144.273	-	249.922	(60.524)	-
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais	92.149	165.501	-	312.176	221.970	-
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	2.327.808	2.250.502	1.927.732	16.998.502	14.424.138	13.297.053

Resultados consolidados de benefícios previdenciários - conciliação do valor justo dos ativos dos planos:

Tabela 2.b - Planos de benefícios previdenciários - Movimentação e composição do valor justo dos ativos	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Valor justo dos ativos no início do ano	2.181.87	2.045.82	-	14.984.81	12.366.38	-
	9	2	-	2	8	-
Benefícios pagos durante o exercício	174.633	214.649	-	869.157	861.266	-
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	25.416	25.981	-	191.105	172.699	-
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	18.617	17.604	-	215.972	501.323	-
Compensação de quotas - Plano CD	99.818	81.724	-	311.034	143.779	-
Rendimento esperado dos ativos no ano	192.040	195.031	-	3.035.964	2.535.082	-
Valor justo dos ativos ao final do ano	2.587.78	2.181.87	2.045.82	19.238.81	14.984.81	12.366.38
	8	9	2	0	2	8
(Ganho)/Perda sobre os ativos do Plano	244.652	30.366	-	(1.564.380	(1.316.314	-
))	

Resultados consolidados de benefícios previdenciários - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

Tabela 2.c - Planos de benefícios previdenciários - Movimentação de Outros Resultados Abrangentes - ORA	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Valor acumulado em ORA no início do exercício	135.135	118.090	-	513.389	(800.711)	-
(Ganho)/perda atuarial total apurado no exercício	(152.503)	135.136	-	(1.050.993)	(1.444.449)	-
Varição no efeito do limite para reconhecimento de ativo no período	130.133	(118.090)	118.090	1.289.439	512.332	-
Ajuste referente à dívida registrado em ORA	2.753	-	-	(1.207.439)	2.246.217	-
Efeito da adoção do CPC 33 registrado em ORA	-	-	-	-	-	(800.711)
Valor acumulado em ORA no final do exercício	(115.518)	135.135	-	(455.604)	513.389	(800.711)

Resultados consolidados de benefícios previdenciários - Movimentação do passivo/ativo de benefícios pós-emprego no exercício:

Tabela 2.d - Planos de benefícios previdenciários - Movimentação do Passivo/(Ativo) de benefícios pós- emprego	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Passivo/(Ativo) de benefícios pós-emprego no início do exercício	6.074	-	-	1.589.104	2.215.513	-
Despesa/(Receita) reconhecida na demonstração do resultado	30.793	6.634	-	(32.309)	214.682	-
Contribuições do empregador vertidas no ano (-)	(18.617)	(17.604)	-	(215.972)	(501.323)	-
Perdas/(ganhos) atuariais reconhecidos imediatamente em ORA	(152.503)	135.136	-	(1.050.993)	(1.444.449)	-
Aumento/(redução) no valor máximo de ativo atuarial passível de reconhecimento no exercício	130.133	(118.090)	-	1.289.439	512.332	-
Compensação de quotas - Plano CD	4.120	-	-	358.942	592.349	-
Ajuste referente à dívida registrado em ORA	2.753	-	-	(316.822)	-	-
Efeito da adoção do Pronunciamento Técnico CPC 33	-	-	-	-	-	2.215.513
Passivo/(Ativo) de benefícios pós-emprego ao final do ano	2.753	6.074	-	1.621.389	1.589.104	2.215.513

b) Divulgação de Outros Benefícios Pós-Emprego

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

Tabela 3.a - Planos de benefícios previdenciários - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Valor das obrigações atuariais no início do ano	26.712	46.676	-	754.057	477.529	-
Custo de serviço corrente	708	870	-	10.757	11.065	-
Juros sobre a obrigação atuarial	2.017	2.125	-	33.176	10.650	-

				-	-	-
Benefícios pagos no ano	-	-	-	8.414	7.533	-
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais	(16.881)	(22.959)	-	78.803	247.280	-
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	12.556	26.712	46.676	392.506	754.057	477.529

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - conciliação do valor justo dos ativos dos planos:

Tabela 3.b - Outros benefícios pós-emprego - Movimentação e composição do valor justo dos ativos

	Controladora			Consolidado		
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Valor justo dos ativos no início do ano	-	-	-	-	-	-
Benefícios pagos durante o exercício	-	-	-	8.414	7.533	-
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	-	-	-	-	-	-
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	-	-	-	8.414	7.533	-
Rendimento efetivo dos ativos no ano	-	-	-	-	-	-
Valor justo dos ativos ao final do ano	-	-	-	-	-	-
(Ganho)/Perda sobre os ativos do Plano	-	-	-	-	-	-

Rendimento esperado dos ativos no ano

Tabela 6.a - Planos de benefícios previdenciários - Ajustes de experiência do Plano

Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas

Valor justo dos ativos do plano

Superávit / (Déficit)

Ajustes de experiência sobre os passivos do plano

Ajustes de experiência sobre os ativos do plano

Tabela 6.b - Outros benefícios pós-emprego - Ajustes de experiência do Plano

Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas

Ajustes de experiência sobre os passivos do plano

	Controladora		Consolidado	
	2010	2009	2010	2009
Rendimento esperado dos ativos no ano	-	-	-	-
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	2.327.808	2.250.502	16.998.502	14.424.138
Valor justo dos ativos do plano	(2.587.788)	(2.181.879)	(19.238.810)	(14.984.812)
Superávit / (Déficit)	259.980	(68.623)	2.240.308	560.674
Ajustes de experiência sobre os passivos do plano	3.690	309.774	312.176	221.970
Ajustes de experiência sobre os ativos do plano	(344.469)	(112.090)	(1.564.380)	(1.316.314)
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	12.556	26.712	392.506	336.466
Ajustes de experiência sobre os passivos do plano	(16.881)	(22.959)	20.522	(39.084)

c) Premissas Atuariais

As premissas atuariais apresentadas abaixo foram utilizadas na determinação da obrigação de benefício definido e da despesa do exercício.

Premissas atuariais para 31 de dezembro de 2010

Premissas	Eletrobras	Amazonas	Boa Vista	Ceal	Cepisa	CGTEE
Taxa real anual de desconto atuarial	5,50%	6,00%	6,00%	5,00%	6,00%	6,00%
Taxa real anual de inflação projetada	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Taxa real anual de retorno dos ativos	10,25%	10,77%	10,77%	9,73%	10,77%	10,77%
Taxa real anual de evolução salarial	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Taxa real anual de evolução dos custos médicos	N/A	N/A	1,00%	N/A	N/A	N/A
Taxa real anual de evolução de benefícios	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fator de capacidade	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Rotatividade	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Mortalidade geral	AT-2000	AT-83	AT-83	AT-2000	AT-83	AT-83
Mortalidade de inválidos	AT-83	AT-83	AT-83	AT-83	AT-83	AT-83
Entrada em invalidez	LIGHT fraca	LIGHT fraca	LIGHT fraca	LIGHT fraca	LIGHT fraca	LIGHT fraca
Percentual de casados	95%	95%	95%	95%	95%	95%
Diferença de idade H-M	4 anos	4 anos	4 anos	4 anos	4 anos	4 anos

Premissas	CHESF	Eletronorte	Eletronuclear	Eletrósul	Furnas
Taxa real anual de desconto atuarial	6,00%	6,00%	6,00%	5,00%	6,00%
Taxa real anual de inflação projetada	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Taxa real anual de retorno dos ativos	N/I	N/I	10,77%	9,73%	10,77%
Taxa real anual de evolução salarial	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Taxa real anual de evolução dos custos médicos	N/A	N/I	1,00%	1,00%	1,00%
Taxa real anual de evolução de benefícios	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fator de capacidade	100%	100%	100%	100%	100%
Rotatividade	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Mortalidade geral	AT-83	AT-83	AT-2000	AT-2000	AT-83
Mortalidade de inválidos	AT-83	AT-83	AT-83	AT-83	AT-83

Entrada em invalidez	LIGHT fraca	LIGHT fraca	LIGHT fraca	LIGHT fraca	LIGHT fraca
Percentual de casados	95%	95%	95%	95%	95%
Diferença de idade H-M	4 anos	4 anos	4 anos	4 anos	4 anos

d) Efeitos da variação de um ponto percentual nas taxas de tendência dos custos médicos

A tabela a seguir apresenta os efeitos no valor presente da obrigação de benefício definido e nos custos do serviço corrente e de juros quando do aumento e da diminuição de um ponto percentual nas taxas de tendência dos custos médicos.

Variação nas taxas de tendência dos custos médicos:

Variação nas taxas de custos médicos	CHESF	Eletronorte	Eletronuclear	Eletrosul	Furnas
Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Aumento 1% (2,0%)	2	6.010	2.916	623	23.985
Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Redução 1% (0%)	1	4.526	5.569	577	17.366
Efeito na obrigação de benefício definido - Aumento 1% (2,0%)	8	40.192	19.439	4.277	163.103

Efeito na obrigação de benefício definido - Redução 1% (0%)	6	29.723	38.386	4.020	117.283
---	---	--------	--------	-------	---------

e) Montantes incluídos no valor justo dos ativos dos planos

Categoria de Ativo	Eletrobras	Amazonas	Boa Vista	Ceal	Cepisa	CGTEE
Valores Disponíveis Imediatos	2	5	10	435	1.490	278
Realizáveis Previdenciários	17.027	103	36	17.073	1	967
Investimentos em Títulos Públicos	721.794	34.447	8.968	-	-	71.147
Investimentos em Ações	270.507	1.074	279	7.407	-	35.803
Investimentos em Fundos	1.044.770	35.552	10.540	310.072	130.451	53.631
Investimentos Imobiliários	104.576	2.791	736	-	4.178	2.340
Empréstimos e Financiamentos	117.264	7.622	1.617	18.399	3.833	6.465
Créditos Privados e Depósitos	242.399	-	-	-	-	-
Outros	77.171	20.978	5.182	4.223	-	26.557
Exigíveis Previdenciários (-)	(4.627)	(963)	(132)	(24.128)	(105)	(3.212)
Exigíveis de Investimentos (-)	(3.095)	(10)	(17)	(842)	(18)	(991)
Total	2.587.788	101.598	27.218	332.639	139.830	192.985

Categoria de Ativo	CHESF	Eletronorte	Eletronuclear	Eletrosul	Furnas	Consolidado
Valores Disponíveis Imediatos	1.667	92	84	46	255	4.362
Realizáveis Previdenciários	38.755	11.504	4.936	27.290	642.910	760.603
Investimentos em Títulos Públicos	2.185.223	475.461	264	404.983	-	3.902.287
Investimentos em Ações	549.441	14.365	2.026	-	17.838	898.740
Investimentos em Fundos	1.258.115	396.673	1.395.204	471.946	7.396.350	12.503.304
Investimentos Imobiliários	36.075	41.198	33.639	23.142	180.002	428.675
Empréstimos e Financiamentos	235.162	51.614	35.875	30.644	251.911	760.406
Créditos Privados e Depósitos	-	377.631	19.895	-	23.021	662.945
Outros	26.730	126	34.304	(14.031)	105.899	287.140
Exigíveis Previdenciários (-)	(20.402)	(2.113)	(19.583)	(21.005)	(774.043)	(870.313)
Exigíveis de Investimentos (-)	(123.224)	(3.764)	(21)	(5.547)	(176)	(137.705)
Total	4.187.542	1.362.787	1.506.623	917.468	7.843.965	19.200.445

NOTA 32 - PROVISÕES PARA OBRIGAÇÕES LEGAIS VINCULADAS A PROCESSOS JUDICIAIS

Na data de encerramento das Demonstrações Contábeis, a Companhia apresenta as seguintes provisões para obrigações legais vinculadas a processos judiciais, por natureza:

CONTROLADORA

CONSOLIDADO

	<u>31/12/2010</u>	<u>31/12/2009</u>	<u>01/01/2009</u>	<u>31/12/2010</u>	<u>31/12/2009</u>	<u>01/01/2009</u>
CIRCULANTE						
Trabalhistas	-	-	-	80.355	90.266	78.438
Tributárias	-	-	-	105.013	23.454	75.110
Cíveis	-	-	-	63.368	131.118	149.904
Outros	-	-	-	8.844	7.870	-
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>257.580</u>	<u>252.708</u>	<u>303.452</u>
NÃO CIRCULANTE						
Trabalhistas	6.130	6.130	88.574	814.248	719.869	731.922
Tributárias	-	-	-	177.294	190.046	208.750
Cíveis	1.284.437	1.311.445	1.328.244	2.672.024	2.449.066	2.672.119
Outros	-	-	-	237.723	169.936	156.875
	<u>1.290.567</u>	<u>1.317.575</u>	<u>1.416.818</u>	<u>3.901.289</u>	<u>3.528.917</u>	<u>3.769.666</u>
	<u>1.290.567</u>	<u>1.317.575</u>	<u>1.416.818</u>	<u>4.158.869</u>	<u>3.781.625</u>	<u>4.073.118</u>

A Eletrobras e suas controladas são partes envolvidas em diversas ações em andamento no âmbito do judiciário, principalmente nas esferas trabalhista e cível, que se encontram em vários estágios de julgamento. A administração da Companhia adota o procedimento de classificar as causas impetradas contra a Companhia em função do risco de perda, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como provável, são constituídas provisões;
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como possível, as informações correspondentes são divulgadas em Notas Explicativas, quando relevantes, e

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como remoto, somente são divulgadas em Notas Explicativas as informações relevantes, que, a critério da administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das Demonstrações Contábeis.

Portanto, para fazer face a eventuais perdas, são constituídas provisões para contingências, apresentadas acima, e julgadas pela administração da Companhia e de suas controladas, amparadas em seus consultores jurídicos, como suficientes para cobrir eventuais perdas em processos judiciais de qualquer natureza e tiveram, neste exercício, a seguinte evolução:

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 01.01.2009	1.416.818	4.073.118
Constituição de provisões	-	563.247
Reversão de provisões	(99.243)	(498.894)
Pagamentos	-	(232.453)
Atualização monetária	-	(123.394)
Saldo em 31.12.2009	1.317.575	3.781.624
Constituição de provisões	-	674.074
Reversão de provisões	(27.008)	(251.330)
Pagamentos	-	(59.930)
Atualização monetária	-	14.431
Saldo em 31.12.2010	1.290.567	4.158.869

1 - Principais Ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas que se encontram registradas:

1.1 - Ações judiciais cíveis

1.1.1 - Na Controladora

A provisão para contingências cíveis, na controladora, no valor de R\$ 1.290.567 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 1.317.575 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 1.416.819), corresponde a ações judiciais que têm por objeto a aplicação, aos créditos escriturais do Empréstimo Compulsório constituídos a partir de 1978, de critérios de atualização monetária diversos daqueles estabelecidos na legislação específica.

Essas ações não se confundem com aquelas ajuizadas com a pretensão de obter o resgate das Obrigações ao Portador, atualmente inexigíveis, emitidas em decorrência do Empréstimo Compulsório.

As demandas que foram objeto de provisão impugnaram a sistemática de cálculo de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório, utilizada para a atualização dos créditos constituídos a partir de 1978, créditos esses que foram integralmente pagos pela Eletrobras por intermédio de conversões em ações ocorridas através da 72ª, 82ª e da 142ª Assembléias Gerais Extraordinárias da Eletrobras.

Existem atualmente cerca de 1.537 ações judiciais com esse objeto tramitando em diversas instâncias e a administração da Companhia, amparada na avaliação de seus consultores jurídicos, estima entre oito a dez anos, o prazo médio para a solução definitiva dos processos de conhecimento em curso.

Em julgamento ocorrido em 12 de agosto de 2009, no que diz respeito aos créditos do Empréstimo Compulsório, os recursos interpostos pela Eletrobras foram parcialmente providos pelo STJ, vez que foram considerados prescritos os créditos das 1ª e 2ª conversões. Também foi considerada não aplicável a taxa Selic sobre o principal, incidindo juros apenas a partir da data da citação. Foi confirmada a conversão dos referidos créditos pelo valor patrimonial da ação.

Em decorrência desse julgamento, as premissas de cálculo consideradas na determinação do valor da provisão foram revistas levando-se em consideração os impactos dos

aspectos jurídicos e metodológicos, decorrentes da decisão judicial. Dessa forma a administração da companhia reconhece uma provisão no montante de R\$ 1.290.567, correspondente a totalidade das perdas esperadas.

1.1.2 - Em empresas controladas

1.1.2.1 - Na controlada Chesf:

a) Apesar de ser considerada pelos administradores, suportados pelos consultores jurídicos da Companhia, como de risco de perda remoto, existe uma ação de cobrança em andamento movida pela Construtora Mendes Júnior S.A., contratada para a construção da Usina Hidrelétrica Itaparica, por alegados prejuízos financeiros resultantes de atraso no pagamento de faturas por parte da Companhia.

A referida Ação de Cobrança está baseada na Ação Declaratória julgada procedente para o fim de declarar a existência de uma relação de crédito da Mendes Júnior junto à Chesf, assegurando ressarcimento financeiro.

Nesta ação de cobrança a Construtora Mendes Júnior S.A. obteve sentença do Juízo da 4ª Vara Cível, posteriormente anulada, que condenava a Chesf ao pagamento da quantia que, incluindo honorários advocatícios e correção monetária até o mês de agosto de 1996, calculado segundo critério determinado pelo juízo - seria de aproximadamente R\$ 7 bilhões, valor não atualizado desde aquela data.

Após decisão do Superior Tribunal de Justiça, de não conhecer recurso especial interposto pela Construtora Mendes Júnior, e confirmar decisão da 2ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça de Pernambuco, que anulou a sentença, determinando ainda a redistribuição do processo a uma das Varas Federais de Pernambuco, o processo foi encaminhado à 12ª Vara Federal, tomando o número 2000.83.00.014864-7, para ser feita nova perícia e ser proferida nova sentença.

A Perícia foi apresentada. Devendo ser destacado que o Perito, respondendo a quesito da Chesf, declarou “não ser possível, a partir da análise dos registros contábeis da Mendes Júnior, afirmar ter ela captado, nos períodos em que ocorreram atrasos no pagamento das faturas, recursos no mercado financeiro, especificamente para o financiamento da obra de Itaparica”. Essa resposta foi confirmada pela análise feita pelo Assistente Técnico

da Chesf, que incluiu criterioso exame das demonstrações contábeis da Mendes Júnior. Com base nesses resultados, a Chesf pediu a improcedência total da ação.

O Ministério Público Federal apresentou manifestação com pedido de declaração de nulidade de todo o processo e, no mérito, pediu a improcedência da ação.

A ação foi julgada procedente em parte, conforme sentença publicada em 08/03/2008. Contra a sentença, a Chesf apresentou embargos de declaração, acatados pela MM. Juíza por meio de decisão que esclareceu alguns pontos da sentença relativos à apuração de eventual dívida da Chesf com a Mendes Júnior.

Contra essa sentença a Chesf apresentou recurso de apelação, em que pediu a improcedência total da ação; considerando que, nesta ação de cobrança, cabia à Mendes Júnior, para fazer jus a alguma espécie de ressarcimento financeiro, em cumprimento à decisão proferida na Ação Declaratória anteriormente ajuizada, comprovar que captou recursos especificamente para o financiamento da obra de Itaparica, em decorrência do atraso da Chesf no pagamento de algumas faturas; e que as despesas financeiras que teve, com essa captação de recursos, teriam sido superiores ao total de acréscimos pagos pela Chesf, em decorrência desses atrasos. A União Federal e o Ministério Público Federal apresentaram recursos no mesmo sentido que o apresentado pela Chesf.

Em sessão realizada em 25/10/2010, o Tribunal Regional Federal da 5ª Região deu provimento aos recursos interpostos por Chesf, União e Ministério Público Federal, e julgou a aludida ação inteiramente improcedente. Há informação de apresentação de recursos especiais e extraordinários pela Construtora Mendes Júnior e pela União, embora a Chesf não tenha sido intimada para apresentar contra-razões a esses recursos. Em 31/12/2010 aguardava-se a interposição de eventuais recursos pela empreiteira Mendes Júnior.

Considerando a existência da decisão do Tribunal Regional Federal da 5ª Região, informamos ser remoto o risco de a Chesf vir a ter perda nesta ação.

b) A Chesf é autora de um processo judicial no qual pede a declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) ao contrato de empreitada das obras civis da Usina Hidrelétrica Xingó, firmado com o Consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras - CBPO, CONSTRAN S.A. - Construções e

Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A., e a devolução de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R\$ 350 milhões, em dobro.

A ação foi ajuizada perante a Justiça Federal mas decisão do Tribunal Regional Federal da 5ª Região determinou a sua tramitação perante a Justiça Estadual de Pernambuco. A ação ajuizada pela Companhia foi julgada improcedente. A reconvenção apresentada pelas rés foi julgada procedente pelo Juízo da 12ª Vara Cível da Comarca do Recife, e a decisão foi mantida pela 2ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça de Pernambuco.

A Chesf e a União Federal, sua assistente neste processo, apresentaram recursos especiais e extraordinários, discutindo a decisão no feito principal e decisões prolatadas, que podem resultar na anulação do processo. O Superior Tribunal de Justiça, em agosto de 2010, deu provimento a um desses recursos especiais apresentado pela Chesf, reduzindo o valor da causa, o que implica substancial redução nos honorários a serem eventualmente pagos na ação principal. O mesmo STJ negou provimento aos demais recursos especiais apresentados pela Chesf e União Federal, mantendo, portanto, a decisão do Tribunal de Justiça de Pernambuco, que julgou improcedente a ação declaratória movida pela Chesf e julgou procedente a reconvenção apresentada pelas rés. Nesse julgamento, o STJ reduziu substancialmente a condenação em honorários. As partes ainda não foram intimadas dessas decisões, contra as quais ainda há possibilidade de apresentação de recursos.

Em novembro/1998, as rés apresentaram pedido de execução provisória da decisão, no valor de R\$ 245 milhões, estando o processo suspenso por determinação do Ministro Presidente do STJ (PET 1621). Essa liminar foi objeto de Agravo Regimental por parte do Consórcio, o qual foi julgado em 24/06/2002, mantendo-se por unanimidade a liminar antes concedida pelo Presidente do STJ, ficando, desta forma, afastada a possibilidade de execução das quantias resultantes do processo, antes do trânsito em julgado da decisão final.

Posteriormente as rés apresentaram perante o Juízo da 12ª Vara Cível do Recife processo de liquidação da decisão, com a finalidade de apurar o valor atual da condenação, na hipótese de serem negados todos os recursos da Chesf e da União Federal.

Nos autos dessa ação de liquidação o Juiz da 12ª Vara Cível reconheceu que a competência para apreciar a demanda é da Justiça Federal, considerando a presença da União como parte interessada no feito. Inconformado com essa decisão, o Consórcio Xingó interpôs agravo de instrumento, tendo o Tribunal de Justiça de Pernambuco alterado essa decisão e determinado que a competência para julgamento do processo de liquidação é da Justiça Comum Estadual. Contra essa decisão do TJPE, foram interpostos

recursos especial e extraordinário, pela Chesf e pela União Federal, que aguardam julgamento.

Posteriormente, o Juiz Substituto na 12ª Vara Cível da Comarca do Recife proferiu sentença julgando o processo de liquidação e fixando o valor da condenação em R\$ 842.469, havendo a Chesf interposto, contra essa decisão, os cabíveis embargos de declaração, considerando que a sentença deixou de se manifestar sobre diversas impugnações apresentadas pela Chesf em torno do laudo pericial oferecido pelo perito do juízo.

Julgando esses embargos de declaração, o Juiz da 12ª Vara Cível extinguiu o processo de liquidação, por considerar que a matéria ainda se encontrava sub judice no STJ; contra essa decisão o Consórcio Xingó interpôs agravo de instrumento para o Tribunal de Justiça de Pernambuco onde aguarda julgamento.

A Administração, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos e baseada em cálculos que levaram em conta a suspensão do pagamento das parcelas relativas ao Fator K e suas respectivas atualizações monetárias, mantém registro de provisão, no Passivo Não Circulante, cujo montante atualizado em 31/12/2010 é de R\$ 427.193, para fazer face a eventuais perdas decorrentes deste assunto. Esta provisão corresponde à glosa parcial do Fator K entre julho de 1990 e dezembro de 1993, em obediência à Lei nº 8.030/1990, e suspensão integral do pagamento do Fator K, no período de janeiro de 1994 a janeiro de 1996, por entendimento da Companhia.

Inexiste previsão de tempo para o desfecho da lide.

1.1.2.2 - Na Controlada Eletronorte:

Diversas demandas cíveis de caráter indenizatório por perdas financeiras, em função de atrasos de pagamentos a fornecedores e, por desapropriações de áreas inundadas por reservatórios de usinas hidrelétricas. O montante estimado de perda, cuja probabilidade é provável, é de R\$ 553.313.

1.2 - Ações judiciais trabalhistas

1.2.2 - Em empresas controladas

1.2.2.1 - Na controlada Furnas:

a) Data - base dos engenheiros

O Sindicato dos Engenheiros do Rio de Janeiro ajuizou ações trabalhistas no sentido de reaver diferenças salariais relativas à mudança de data-base dos engenheiros, estando atualmente o processo em fase de liquidação. O valor estimado deste processo é de R\$ 32.267 mil para a probabilidade de perda provável.

b) Periculosidade

Diversas ações promovidas, nas quais são pleiteadas o adicional de periculosidade, no entendimento que deva ser concedido o percentual integral e não proporcional a todos os empregados que prestam serviços em atividade sujeita ao risco elétrico.

c) Complemento de aposentadoria

Refere-se ao saldo a pagar relativo à complementação de aposentadoria - paridade com os empregados ativos.

1.2.2.2 - Na Controlada Eletronorte:

Diversos processos judiciais trabalhistas, na sua grande parte, decorrentes de ações relativas à adicional de periculosidade, Plano Bresser, horas extras, cálculo de multa de FGTS e alinhamento de curva salarial. O montante estimado de perda provável é de R\$ 168.008.

1.2.2.3 - Na controlada Cepisa:

Os processos referem-se a diversas ações movidas contra a Cepisa, por ex-empregados e empregados, envolvendo hora-extra, adicional de periculosidade, adicional de penosidade, equiparação/reenquadramento salarial, insalubridade, diferenças de FGTS, indenização por danos morais decorrentes de acidente de trabalho e reintegração de demitidos, que totalizam um montante de R\$ 46.096.

1.3 - Ações judiciais tributárias

1.3.1 - Em empresas controladas

1.3.1.1 - Na controlada Furnas:

Autos de infração - FINSOCIAL, COFINS e PASEP

Em 03 de maio de 2001, a Empresa recebeu autos de infração relativos ao Finsocial, Cofins e Pasep, no montante atualizado de R\$ 1.098.900 mil (R\$ 791.796 mil históricos), em decorrência de exclusões nas bases de cálculo relativas, principalmente, a repasse e transporte de energia de ITAIPU, por um período de dez anos. Estes autos de infração sobrepuseram-se a outros emitidos em 1999, para um período de fiscalização de cinco exercícios, no montante de R\$ 615.089 mil, que haviam sido objeto de adesão ao Refis, em 01 de março de 2000, e transferidos, em 31 de julho de 2003, para o Paes.

Em 12 de junho de 2008, com a emissão pelo STF, da Súmula Vinculante 8, a cobrança dos autos de infração foi reduzida para 5 (cinco) anos, passando o montante atualizado de R\$ 1.098.900 para R\$ 241.441.

A Empresa, baseada na divulgação das últimas decisões da Receita Federal, constituiu provisão para riscos fiscais, no valor total de R\$ 89.318 mil, relativas ao Pasep / Cofins incidentes sobre a exclusão das bases de cálculo da RGR dos períodos de outubro de 1995 a setembro de 2000 e outubro de 2005 a março de 2007. A diferença de R\$ 195.187 refere-se a outras exclusões das referidas bases de cálculo, ainda em fase de julgamento, no qual existem possibilidades de ganho para FURNAS, segundo o entendimento de sua área jurídica.

1.3.1.2 - Na controlada Chesf:

a) A controlada, possui questões envolvendo, basicamente, ações anulatórias de autos de infração; pleitos de ressarcimento de créditos (PIS/PASEP - COFINS) e outros tributos singulares. A companhia mantém provisão no valor de R\$ 10.631 (em 31 de dezembro de 2010 - R\$ 10.279 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 8.770).

1.3.1.3 - Na controlada Cepisa :

As ações fiscais provisionadas, consideradas com expectativa de perda provável, são compostas por processos referente a ICMS e ISS, que totalizam o montante de R\$ 10.385.

2 - Ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de perda possível:

2.1 - Ações judiciais cíveis

2.1.1 - Em empresas controladas

2.1.1.1 - Na controlada Chesf:

a) Ação de indenização ajuizada pelo Consórcio formado pelas empresas CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior, na qual pede a condenação da Companhia e o pagamento de compensação financeira adicional, em virtude de atraso no pagamento das faturas do contrato referente à Usina Hidrelétrica Xingó, ajuizada em 08 de junho de 1999, para as faturas emitidas após 30 de abril de 1990. Na aludida ação, as autoras formularam pedidos genéricos, limitando-se a apontar a existência de um suposto direito à compensação financeira, remetendo a apuração dos valores para a liquidação da sentença.

A Companhia contestou a ação e pediu que a União Federal fosse admitida nos feitos, com a remessa do processo a uma das Varas da Justiça Federal em Pernambuco. O Consórcio apresentou petição falando sobre o pedido de admissão da União nos feitos.

Após a apresentação da perícia e os esclarecimentos adicionais, foi realizada audiência em agosto de 2005, determinando-se a apresentação de razões finais até o dia 17 de outubro de 2005.

Posteriormente, a ação foi julgada procedente, sendo a Chesf condenada a pagar aos autores a importância de R\$ 23.766, a preços de setembro de 2004 (R\$ 51.568, segundo cálculos da Chesf, em 31 de março de 2010). Contra essa decisão, a Chesf interpôs recurso de apelação, a ser julgado pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco.

No TJPE, o Relator do recurso proferiu decisão declarando a nulidade da sentença, por ter sido proferida por Juiz incompetente, em vista da intervenção da União Federal no feito, e determinou o envio dos autos à Justiça Federal.

Na Justiça Federal, o processo foi distribuído à 5ª Vara Federal, tendo o Juiz proferido decisão indeferindo o pedido da União para intervir no feito, e conseqüentemente determinou a remessa dos autos à Justiça Comum Estadual. O processo está em fase de apresentação de recurso pela União Federal.

b) Ação cível pública proposta contra a Companhia pela Associação Comunitária do Povoado do Cabeço e Adjacências, no Estado de Sergipe, no valor de R\$ 100.000 perante a 2ª Vara Federal em Sergipe (processo 20028500002809-6), tem por objeto obter compensação financeira em decorrência de alegados danos ambientais causados aos pescadores do Cabeço, a jusante da UHE Xingó e provocados pela construção dessa Usina.

A ação foi proposta na Justiça Federal, em 27 de junho de 2002, e contestada no prazo legal. Após uma sequência de incidentes processuais, que não afetaram a causa nem o pedido, o juiz da causa determinou, em 31 de agosto de 2005, a inclusão do IBAMA, IMA-AL, CRA-BA, União Federal e ADEMA-SE no polo passivo da ação, ordenando a citação dessas entidades.

Em julho de 2010 foi publicada decisão invertendo o ônus da prova e o ônus financeiro para sua realização, determinando que o custo da perícia seja suportada pela Chesf. Foi interposto agravo de instrumento contra a decisão que inverteu o ônus da prova e o ônus financeiro.

Em agosto de 2010 houve a publicação do despacho do Dês. Relator Francisco Barros Dias, convertendo o agravo de instrumento em agravo retido, e determinando a remessa dos autos ao juízo de origem, onde em 03 de agosto de 2010 foi publicado despacho do juiz da 2ª Vara da JF/SE mantendo a decisão agravada pelos seus próprios fundamentos e determinando que se aguarde por 90 (noventa) dias eventual atribuição de efeito suspensivo pelo Egrégio TRT 5ª.

Em 09 de agosto de 2010, opusemos Embargos Declaratórios contra a decisão que converteu o Agravo de Instrumento em Agravo Retido. Em setembro de 2010, foi publicado despacho negando provimento aos Embargos Declaratórios opostos pela Chesf. Foi Interposto Agravo Legal contra a decisão que converteu o Agravo de Instrumento retido. Em 18 de outubro de 2010 foi publicada decisão do Des. Fed. Relator recebendo o Agravo Legal interposto como pedido de reconsideração e indeferindo.

Suportada por avaliação dos advogados que patrocinam as causas pela Companhia, a expectativa da Administração sobre a possibilidade de perda dessas ações é possível.

c) Ação ordinária proposta pela AES - Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (proc. 2002.34.00.026509-0 - 15ª Vara Federal-DF) visando a contabilização e liquidação pela ANEEL das transações do mercado, relativa à exposição positiva (lucro) verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feita em dezembro de 2000. Decisão interlocutória proferida no bojo do Agravo de Instrumento da AES SUL (Processo 2002.01.00.040870-5) interposto contra a ANEEL, resultou num débito de aproximadamente R\$ 110.000 a ser pago até o dia 07 de novembro de 2008.

Para suspender a exigibilidade do débito, foram adotadas naquela oportunidade (dias 03 à 07 de novembro de 2008), as seguintes providências jurídicas: 1) ajuizamento de Pedido de Suspensão de Liminar no STJ; 2) impetração de Mandado de Segurança perante o Tribunal de Justiça do Distrito Federal - TJDF; 3) protocolização de petição postulando o ingresso da Chesf no processo, na condição de litisconsorte passivo necessário. Foram acolhidos os procedimentos 2 e 3, com a conseqüente reforma da liminar e suspensão do débito em questão. A Chesf ingressou na lide como litisconsorte passivo necessário e contestou a ação. Aguarda-se especificação de provas. Posição inalterada em 31 de dezembro de 2010.

2.1.1.2 - Na controlada Eletrosul:

A Companhia possui alguns riscos, no valor de R\$ 143.539, classificados como perda possível, que referem-se, basicamente, a processos de: desapropriação no valor de R\$ 10.264, nulidade de processo de licitação no valor de R\$ 5.546, cobrança no valor de R\$ 630, revisão contratual no valor de R\$ 6.679, encargos do uso do sistema de transmissão no valor de R\$ 2.344 e anulação de contrato no valor de R\$ 109.415.

2.2 - Ações judiciais tributárias

2.2.1 - Em empresas controladas

2.2.1.1 - Na controlada Cepisa:

A Cepisa sofreu processo de fiscalização por parte da Secretaria da Fazenda do Estado do Piauí - SEFAZ, referente aos procedimentos fiscais adotados no registro e apuração

do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS, relativo ao período de janeiro de 2001 a dezembro de 2007, sendo lavrados, contra a Cepisa, quatorze autos de infração, no total de R\$ 70.441. Suportada pela avaliação dos consultores jurídicos da Cepisa, este valor não foi provisionado, por ser considerado, quanto à probabilidade de perda, como perda possível.

2.2.1.2 - Na controlada Eletronuclear

Dentre as ações de causas possíveis, destaca-se a ação de execução fiscal movida pelo Estado do Rio de Janeiro em 2009, cujo objeto é crédito de ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços supostamente incidente sobre importação de mercadorias e efetuado indevidamente pela Companhia, sendo o valor questionado de R\$ 47.505.

2.3 - Ações judiciais trabalhistas

2.3.1 - Em empresas controladas

2.3.1.1 - Na controlada Ceal

O Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas no Estado de Alagoas, na qualidade de substituto processual, aforou reclamação trabalhista em favor dos empregados da Companhia Energética de Alagoas - Ceal, visando o recebimento de diferenças salariais ocorridas em virtude do denominado "Plano Bresser" (Decreto-Lei nº 2.335/87).

O pedido teve amparo perante a Egrégia Segunda Junta de Conciliação e Julgamento de Maceió-AL, decisão esta confirmada pelo Tribunal Regional do Trabalho da 19ª Região, transitando em julgado.

Ocorre que, na execução da sentença, o Juízo da 2ª Vara do Trabalho de Maceió entendeu a época que não deveria haver limitação a data-base da categoria, o que extraordinariamente oneraria a execução, conseqüentemente criaria uma dívida vultosa.

O risco de perda avaliado pela Administração amparada em consultores jurídicos, enquadra-se como possível, pois o julgamento da limitação à data-base da categoria dar-se-á com a continuidade da execução, uma vez que, conforme a OJ/TST (SDI I) nº 262,

não ofende “à coisa julgada a limitação à data-base da categoria, na fase executória, da condenação ao pagamento de diferenças salariais decorrentes de planos econômicos”.

2.3.1.2 - Na controlada Cepisa

Refere-se a diversas ações movidas, por ex-empregados e empregados, envolvendo hora-extra, adicional de periculosidade, adicional de penosidade, equiparação/reenquadramento salarial, insalubridade, diferenças de FGTS, indenização por danos morais decorrentes de acidente de trabalho e reintegração de demitidos. O montante provisionado é de R\$ 46.096 mil em 31/12/2010.

NOTA 33 - OBRIGAÇÕES PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

A Companhia reconhece obrigações para descomissionamento de usinas termonucleares, que se constituem em um programa de atividades exigidas pela Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, que permite dismantelar com segurança e mínimo impacto ao meio ambiente essas instalações nucleares, ao final do ciclo operacional.

Dadas às características específicas de operação e manutenção de usinas termonucleares, sempre que ocorrerem alterações no valor estimado do custo de desmobilização, decorrentes de novos estudos em função de avanços tecnológicos, deverão ser alteradas as quotas de descomissionamento, de forma a ajustar o saldo da obrigação à nova realidade.

O saldo da obrigação, registrada a valor presente, em 31 de dezembro de 2010 é de R\$ 375.968 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 323.326 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 266.168).

Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 01/01/2009	266.168
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no exercício	57.158

Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2009	323.326
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no exercício	52.642
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2010	375.968

NOTA 34 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO A PAGAR - UBP

A Companhia tem contratos de concessão onerosa com a União para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica, substancialmente em empreendimentos através das Sociedades de Propósito Específico - SPEs. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e intenção das partes de executá-los integralmente.

Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, os valores das concessões foram registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo.

Usina	Consolidado		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Passo São João	3.515	2.889	2.607
Mauá	10.498	8.693	7.832
São Domingos	4.047	3.276	3.091
Jirau	35.616	31.573	13.994
Batalha e Simplício	40.336	38.668	37.929
Foz do Chapecó	246.259	-	-
Peixe Angical	79.472	79.098	81.218
Retiro Baixo	3.503	-	-
Serra do Facão	612.482	554.009	455.823
Santo Antônio	51.587	48.239	45.109
Total	1.087.315	766.445	647.603

Os valores estabelecidos nos contratos de concessão estão a preços futuros e, portanto, a Companhia ajustou a valor presente essas obrigações.

A atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária foi capitalizada no ativo durante a construção das Usinas e, a partir da data da entrada em operação comercial, reconhecida diretamente no resultado.

A Companhia adota como política contábil, reconhecer a obrigação na data da obtenção da licença ambiental de instalação (LI).

Os pagamentos da UBP são realizados em parcelas mensais a partir do início da operação comercial do empreendimento até o final do prazo de concessão, e estão assim previstos:

UHE	Pmto (anos)	Valor nominal original		Valores atualizados	
		Pagamento anual	Pagamento total	Pagamento anual	Pagamento total
Passo São João	30	200	5.944	253	7.513
Mauá	31	618	18.855	747	22.857
São Domingos	26	260	6.717	313	8.098
Jirau	31	3.150	96.840	3.150	110.994
Batalha	35	25	8.725	31	10.811
Simplício	35	94	34.036	117	42.173
Foz do Chapecó	26	1.605	504.000	3.511	1.102.359
Peixe Angical	26	4.965	133.633	12.482	198.679
Retiro Baixo	31	196	6.865	233	7.129
Serra do Facão	29	40.618	1.073.000	42.911	1.237.337
Santo Antônio	35	11.852	379.267	13.897	486.391

NOTA 35 - ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Aquisição de participação acionária na CEEE	2.364.929	2.154.197	1.959.715
Aquisição da participação acionária na CGTEE	2.272.187	2.069.716	1.882.864
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	78.280	71.305	64.868
UHE de Xingó	219.942	200.344	182.257

Linhas de transmissão no Estado da Bahia	34.429	31.361	28.530
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	204.089	185.902	169.119
	<u>5.173.856</u>	<u>4.712.825</u>	<u>4.287.353</u>

A Companhia reclassificou no exercício de 2010 os adiantamentos para futuro aumento de capital para passivo exigível não circulante que, até então, estavam apresentados no patrimônio líquido.

NOTA 36 - COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os compromissos de longo prazo da Companhia, relacionados, principalmente, a contratos de compra de energia elétrica e combustível são:

Empresas	2011	2012	2013	2014	2015	Após 2015
Amazonas	911.068	934.959	957.594	982.787	1.009.180	-
Boa Vista	115.271	143.125	164.561	182.812	169.142	-
CEAL	377.138	391.427	526.737	530.645	542.397	562.337
CEPISA	374.529	465.297	432.263	384.239	350.444	7.738.709
Ceron	790.401	783.687	965.834	990.603	1.029.013	2.112.000
CGTEE	221.200	243.300	267.700	294.400	323.900	2.915.100
Eletoacre	12.138	4.121	5.187	5.542	32.958	1.957.949
Eletobrás	1.866.494	1.850.000	1.850.000	1.850.000	1.850.000	-
Eletronorte	3.649.919	3.805.172	3.937.048	4.264.002	4.541.500	-
Eletronuclear	213.371	108.657	56.503	1.611	225	151.326
Eletrosul	158.790	208.725	208.155	208.155	208.155	5.208.695
Furnas						
Total	<u>8.690.320</u>	<u>8.938.470</u>	<u>9.370.581</u>	<u>9.694.796</u>	<u>10.056.914</u>	<u>20.646.116</u>

a) Combustível nuclear

Contratos assinados com as Indústrias Nucleares Brasileiras - INB para aquisição de Combustível Nuclear para produção de energia elétrica, destinadas as recargas das usinas UTN Angra 1 e UTN Angra 2.

b) Compromissos socioambientais

Termos de compromissos assumidos com os Municípios de Angra dos Reis, Rio Claro e Paraty, nos quais, a ELETRONUCLEAR se compromete a celebrar convênios específicos de portes socioambientais vinculados a UTN Angra 3, visando à execução dos programas e projetos em consonância com as condicionantes estabelecidas pelo IBAMA.

c) Aquisição de equipamentos

Contratos assinados com fornecedores diversos para aquisição de equipamentos para substituição no ativo imobilizado das usinas UTN Angra 1 e UTN Angra 2, necessários à manutenção operacional desses ativos.

d) Compra de Energia de Produtor Independente (PIE)

O compromisso de compra de energia é pelo período de 23 anos (até 2023).

NOTA 37 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

I - Capital Social

O Capital Social da Companhia em 31 de dezembro de 2010, é de R\$ 26.156.567 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 26.156.567 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 26.156.567) e suas ações não têm valor nominal. As ações preferenciais não têm direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias, entretanto, gozam de prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos, às taxas anuais de 8% para as ações de classe "A" (subscritas até 23 de junho de 1969) e 6% para as de classe "B" (subscritas a partir de 24 de junho de 1969), calculado sobre o capital correspondente a cada classe de ações.

O Capital Social está representado por 1.132.357.090 ações escriturais e está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, conforme a seguir:

ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS			CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	Série B	%	QUANTIDADE	%

	E			E			
União	470.656.241	52,00	-	712	0,00	470.656.953	41,59
BNDESPAR	190.757.950	21,08	-	18.691.102	8,23	209.449.052	18,50
FND	45.621.589	5,04	-	-	-	45.621.589	4,03
FGHAB	1.000.000	0,11	-	-	-	1.000.000	0,09
FGI	-	-	-	8.750.000	3,85	8.750.000	0,77
FGO	-	-	-	1.008.500	0,44	1.008.500	0,09
				198.736.32			
OUTROS	196.987.747	21,77	146.920	9	87,48	395.870.996	34,99
	<u>905.023.527</u>	<u>100,0</u>	<u>146.920</u>	<u>227.186.64</u>	<u>100,00</u>	<u>1.132.357.090</u>	<u>100,00</u>

Do total das 395.770.576 (já deduzidas as 420 ações ordinárias, referentes aos Diretores e Membros do Conselho de Administradores da Eletrobras) ações em poder dos minoritários, 255.921.891 ações, ou seja, 64,64% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 134.375.612 ações ordinárias, 28 ações preferenciais da classe "A" e 121.546.256 ações preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 71.962.910 ações ordinárias e 32.973.907 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de American Depositary Receipts - ADR's. Em 31 de dezembro de 2010, o valor patrimonial da ação é de R\$ 62,29 (31 de dezembro de 2009 - R\$ 62,16 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 69,70).

II - Reservas de Capital

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Compensação de insuficiência de remuneração - CRC	18.961.102	18.961.102	18.961.102
Ágio na emissão de ações	3.384.310	3.384.310	3.384.310
Especial - Decreto-Lei 54.936/1964	387.419	387.419	387.419
Correção monetária do balanço de abertura de 1978	309.655	309.655	309.655
Correção monetária do Empréstimo Compulsório - 1987	2.708.432	2.708.432	2.708.432
Doações e subvenções - FINOR, FINAM e outros	297.424	297.424	297.424
	<u>26.048.342</u>	<u>26.048.342</u>	<u>26.048.342</u>

III - Reservas de Lucros

O Estatuto Social da companhia prevê a destinação de 50% do lucro líquido do exercício para a constituição de Reserva de Investimentos, de 1% para a Reserva de Estudos e Projetos e de 1% para benefícios assistenciais de empregados, sendo sua constituição limitada a 75% e a 2% do capital social, para as duas primeiras respectivamente:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009
Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)	2.046.389	2.046.389
Estatutárias (art. 194 - Lei 6.404/1976)	14.758.461	16.963.279
Especial (art. 202 - Lei 6.404/1976)		
Dividendos não distribuídos	-	-
Dividendos Adicionais Propostos	753.281	370.755
	<u>17.558.131</u>	<u>19.380.423</u>

IV - Reservas de Reavaliação

Refere-se à reserva reflexa, decorrente da reavaliação do ativo imobilizado, das coligadas Celpa e Cemat, avaliadas pelo método da equivalência patrimonial.

NOTA 38 - LUCRO POR AÇÃO

(a) Básico

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuível aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias emitidas durante o exercício, excluindo as ações ordinárias compradas pela Companhia e mantidas como ações em tesouraria.

	31/12/2010			
	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Numerador				
Lucro líquido atribuível a cada classe de ações	1.544.746	251	387.775	1.932.771
Dividendos preferenciais		272	314.870	315.142

	1.544.746	522	702.645	2.247.913
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	905.024	147	227.187	1.132.357
% de ações em relação ao total	80%	0,01%	20%	100%
Resultado por ação básico (R\$)	1,71	3,55	3,09	

31/12/2009

Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro líquido atribuível a cada classe de ações	476.606	77	119.642	596.325
Dividendos preferenciais		272	314.870	315.142
	476.606	349	434.512	911.467
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	905.024	147	227.187	1.132.357
% de ações em relação ao total	80%	0,01%	20%	100%
Resultado por ação básico (R\$)	0,53	2,37	1,91	

(b) Diluído

O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação, para presumir a conversão de todas as ações ordinárias potenciais diluídas. A Companhia tem apenas uma categoria de ações ordinárias potenciais diluídas: dívida conversível (empréstimo compulsório). Pressupõe-se que a dívida conversível foi convertida em ações ordinárias e que o lucro líquido é ajustado para eliminar a despesa financeira menos o efeito fiscal.

31/12/2010

Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro líquido atribuível a cada classe de ações	1.544.625	251	391.308	1.936.183
Dividendos preferenciais		272	314.870	315.142
	1.544.625	522	706.178	2.251.325
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	905.024	147	227.187	1.132.357
Emprestimo compulsorio	-	-	2.088	2.088
	905.024	147	229.274	1.134.445
% de ações em relação ao total	80%	0%	20%	100%
Resultado por ação diluído (R\$)	1,71	3,55	3,08	

31/12/2009

Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro líquido atribuível a cada classe de ações	479.077	78	121.171	600.325
Dividendos preferenciais		272	314.870	315.142
	479.077	349	436.041	915.467
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	905.024	147	227.187	1.132.357

Emprestimo compulsorio	-	-	1.718	1.718
	905.024	147	228.904	1.134.075
% de ações em relação ao total	80%	0%	20%	100%
Resultado por ação diluído (R\$)	0,53	2,38	1,90	

NOTA 39 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
a) GERAÇÃO				
Comercialização	1.821.770	1.560.429	2.331.877	1.946.152
Suprimento / Venda de Energia	-	-	15.795.678	14.511.724
Repasse Itaipu	215.989	(548.554)	215.989	(548.554)
OUTROS	2.882	2.974	2.882	2.974
B) TRANSMISSÃO				
Receita de construção	-	-	2.322.937	1.389.752
Receita de operação e manutenção	-	-	2.225.952	1.981.838
Atualização de Taxas de retorno - Transmissão	-	-	1.766.731	1.704.929

c) DISTRIBUIÇÃO	-	-	-	-
Fornecimento	-	-	3.909.083	4.450.542
Receita de construção	-	-	810.475	361.709
Receita de operação e manutenção	-	-	433.048	30.118
Outras Receitas	-	-	1.200.655	1.206.390
TOTAL	2.040.641	1.014.849	31.015.307	27.037.574
DEDUÇÕES A RECEITA OPERACIONAL				
Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	575.505	523.236
Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	-	438.544	295.618
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	98.430	61.991
Programa de Incentivo Fontes Alternativas de EE - PROINFA	-	-	162.244	129.347
ICMS	-	-	1.040.163	1.047.663
PASEP e COFINS	133.204	43.159	1.711.238	1.531.542
Outras Deduções	-	-	239.781	307.271
	133.204	43.159	4.265.905	3.896.668
Resultado de Operações com Energia	1.907.437	971.690	26.749.402	23.140.906
Resultado de Participação Societária	2.177.646	3.694.296	669.755	1.571.031
Receita Operacional Líquida	4.085.083	4.665.986	27.419.157	24.711.937

(*) Vide quadro abaixo

I - Resultado de Participações Societárias

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Investimentos em controladas				
Equivalência patrimonial	1.550.254	2.093.539	-	-
Rendimentos de capital - ITAIPU	38.735	47.838	38.735	47.839
	<u>1.588.989</u>	<u>2.141.377</u>	<u>38.735</u>	<u>47.839</u>
Investimentos em coligadas				
Equivalência patrimonial	467.647	1.421.851	467.647	1.378.663
Outros investimentos				
Juros sobre o capital próprio	16.038	13.593	16.038	13.592
Dividendos	101.847	103.868	101.847	103.868
Remuneração dos investimentos em parcerias	3.125	13.608	45.489	27.069
	<u>121.010</u>	<u>131.069</u>	<u>163.373</u>	<u>144.529</u>
	<u>2.177.646</u>	<u>3.694.296</u>	<u>669.755</u>	<u>1.571.031</u>

NOTA 40 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Pessoal	357.775	336.907	4.845.247	4.465.866
Material	6.450	4.376	399.299	294.257

Serviços	108.107	93.216	2.126.167	1.726.095
	<u>472.332</u>	<u>434.499</u>	<u>7.370.713</u>	<u>6.486.218</u>

NOTA 41- ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA E USO DA REDE ELÉTRICA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Fornecimento	-	-	1.054.622	899.224
Suprimento	1.466.606	863.091	2.189.639	1.776.741
Uso da Rede	-	-	1.353.839	1.263.408
Comercialização CCEE	468.701	693.250	1.018.274	862.040
Outros	25.225	43.391	52.549	43.391
	<u>1.960.532</u>	<u>1.599.732</u>	<u>5.668.923</u>	<u>4.844.804</u>

NOTA 42 - PROVISÕES OPERACIONAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Garantias	-	-	-	-
Contingências	(27.008)	(99.242)	301.621	117.847
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	338.042	346.207
PCLD - RTE	-	-	(22.374)	(39.306)
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	36.245	74.556	36.245	74.556
PCLD - Créditos de ICMS				

	-	-	20.904	177.320
Perdas na realização de AFAC's	160.433	510.235	-	-
Passivo a descoberto em Controladas	148.167	(74.861)	-	-
Perdas em Investimentos - diversos	421.629	842.830	421.629	842.830
Outras	(9.197)	81.173	433.482	620.953
	<u>730.269</u>	<u>1.334.691</u>	<u>1.529.549</u>	<u>2.140.406</u>

NOTA 43 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

1 - Gestão de Recursos

1.1-Gestão de Capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

Em 2010, a estratégia da Companhia, que ficou inalterada em relação à de 2009, foi a de manter o índice de alavancagem financeira entre 7 % e 20%. Os índices de

alavancagem financeira em 31 de dezembro de 2010 e 2009 podem ser assim sumariados:

	31/12/2010	31/12/2009
Total dos Empréstimos (Nota 25)	33.138.436	29.507.817
(-) Caixa e Equivalente Caixa (Nota 7)	9.220.169	8.617.294
Dívida Líquida	23.918.267	20.890.523
(+) Total do Patrimônio Líquido	70.530.410	69.379.049
Total do Capital	94.448.677	90.269.572
Índice de Alavancagem Financeira	25%	23%

2 - Instrumentos Financeiros

Os instrumentos financeiros da Companhia estão classificados em categorias de ativos e passivos financeiros, as quais contemplam inclusive os instrumentos derivativos.

2.1 - Ativos Financeiros - classificados nas seguintes categorias:

- Caixa e equivalentes de caixa: mantidos para a negociação a curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.
- Títulos e valores mobiliários: são aqueles com vencimentos definidos e para os quais a Companhia tem a intenção de manter até o vencimento. São registrados pelo custo de aquisição acrescido por juros e atualização monetária, com impactos no resultado. Tais instrumentos são ajustados ao valor provável de realização, quando aplicável. As aplicações financeiras mantidas em fundo de investimento exclusivo, conforme regulamentação em vigor.
- Consumidores e revendedores: são registrados pelo seu valor nominal, similar aos valores justos e prováveis de realização.

- d) Créditos renegociados: tais ativos são registrados assumindo a intenção de mantê-los até o vencimento, pelos seus valores justos e prováveis de realização.
- e) Financiamentos e empréstimos concedidos: são ativos financeiros com recebimentos fixos ou determináveis, sendo seus valores mensurados pelo custo amortizado, mediante a utilização do método da taxa de juros efetiva.
- f) Ativos financeiros da concessão: são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo da concessão. São classificados com empréstimos e recebíveis.

Os financiamentos concedidos estão restritos às concessionárias de serviço público de energia elétrica e, desta forma, a taxa de mercado (ou custo de oportunidade do capital da empresa) é definida levando em conta prêmio de risco compatível com as atividades do setor. Na impossibilidade de buscar alternativas que não o próprio setor elétrico, o valor presente desses empréstimos corresponde ao seu valor contábil.

No encerramento deste exercício, a Companhia mantinha 813 contratos concedidos de empréstimos e financiamentos (809 em 31 de dezembro de 2009), totalizando R\$ 24.761.922 (R\$ 28.717.335 em 31 de dezembro de 2009 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 42.234.271), conforme demonstrado a seguir:

Moeda	US\$	%	R\$
Dólar Norte-Americano	7,515,523	50,57	12.522.366
IGP-M	414,328	2,79	690.353
Real	6,627,032	44,59	11.041.961
YEN	239,896	1,61	399.716
EURO	64,534	0,44	107.526
Total	14,861,313	100,00	24.761.922

- g) Derivativos: são mensurados pelo valor justo e seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.

Em 31 de dezembro de 2010, não havia instrumentos financeiros derivativos em carteira própria da empresa ou de suas controladas diretas. De igual maneira, não houve

operações com derivativos no exercício findo em 31 de dezembro de 2009. São apresentadas operações de derivativos em algumas Sociedades de Propósito Específico, as quais estão relacionadas com operações de swap vinculadas a empréstimos específicos ou *hedge* de fluxo de caixa relacionado com a compra futura de materiais a serem utilizados na construção dos ativos.

3 - Política de *hedge* Financeiro

A Eletrobras apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade em suas demonstrações contábeis bem como em seu fluxo de caixa. A companhia apresenta relevante descasamento entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano, proveniente principalmente dos contratos de financiamento com Itaipu Binacional. Adicionalmente, existem exposições à taxa de juros Libor, relativas a contratos de captação externa.

Neste contexto foi aprovada a Política de *hedge* Financeiro da Eletrobras. O objetivo da atual política é perseguir a mitigação da exposição as variáveis de mercado que impactem ativos e passivos da Companhia e de suas controladas, reduzindo assim os efeitos de flutuações indesejáveis destas variáveis em suas Demonstrações Contábeis.

Com isso, a referida política visa que os resultados da Companhia reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

Junto com a política foi aprovada a criação do Comitê de *hedge* Financeiro no âmbito da Diretoria Financeira, que tem como função principal definir as estratégias e os instrumentos de *hedge* a serem apresentados à Diretoria Executiva da Eletrobras.

Levando-se em conta as diferentes formas de se realizar o *hedge* dos descasamentos apresentados pela empresa, a política aprovada elenca uma escala de prioridades. Primeiramente estaria a solução estrutural, e, apenas nos casos residuais, seriam adotadas operações com instrumentos financeiros derivativos.

As operações com derivativos financeiros apenas serão realizadas com o intuito exclusivo de proteger ativos e passivos indexados da Companhia e de suas controladas que apresentem algum descasamento, não podendo caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

Em 2009, foi aprovado um novo Mandato para Operações de Derivativos, o qual teve seu escopo ampliado, abrangendo, além dos descasamentos de moeda, as exposições à taxa de juro.

A empresa vem realizando estudos e discutindo, através do Comitê de *hedge* Financeiro, a realização de operações de Swap de Taxa de Juros com o intuito de neutralizar a volatilidade dos contratos de captação realizados à Libor de 6 meses. Tais operações abrangem um valor nominal em torno de US\$ 700 milhões e prazos que variam de 2015 a 2020. A previsão é que estas operações sejam realizadas no ano de 2011.

Além da operação de Swap de Libor, estratégias de *hedge* cambial foram analisadas ao longo do ano de 2010 e poderão ser implementadas a partir de 2011. Seguindo a Política de *hedge* Financeiro, a análise de soluções estruturais estão sendo priorizadas e oportunidades de novas captações externas estão sendo consideradas como importante instrumento de mitigação das exposições ativas em moeda estrangeira.

Operações com derivativos, quando realizadas no mercado de balcão, contêm riscos de contraparte que, diante dos problemas apresentados pelas instituições financeiras em 2008 e 2009, se mostram relevantes. Com o intuito de mitigar este risco, a Eletrobras instituiu uma norma sobre credenciamento de instituições financeiras para fins de realização de operações com derivativos. Esta norma define critérios em relação a porte, rating e expertise no mercado de derivativos, para que sejam selecionadas as instituições que poderão realizar operações com a Eletrobras.

Além disso, a empresa desenvolveu metodologia de controle de exposição às instituições credenciadas que define limites ao volume de operações a serem realizadas com cada uma delas.

Também está em discussão um anexo contratual sobre margens de garantia, que será condição prévia para realização de qualquer operação desta natureza. Através deste instrumento contratual irá se reduzir substancialmente a exposição ao risco de contraparte ao longo da vida das operações com derivativos.

4 - A Controlada Eletronorte celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para o fornecimento de energia elétrica para três de seus principais clientes. Esses contratos de longo prazo estão associados ao preço internacional do alumínio, cotado na

London Metal Exchange (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais dos contratos.

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

Cliente	Datas do contrato		Volumes médios de megawatts
	Inicial	Vencimento	
			750 MW - até 31/12/2006
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	800 MW - a partir de 01/01/2007
Alcoa	01/07/2004	31/12/2024	De 304,92 MW a 328 MW
BHP	01/07/2004	31/12/2024	De 353,08 MW a 492 MW

Esses contratos incluem o conceito de *cap and floor band* relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço limite máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2.773,21/ton e US\$ 1.450/ton, respectivamente.

A Companhia não atua com outras modalidades de operações de derivativos com exceção às mencionadas nesta nota explicativa.

O impacto do derivativo embutido no resultado foi positivo em R\$187.490 e R\$55.200 nos anos de 2009 e 2010 respectivamente.

Em 2009, com o intuito reduzir a exposição cambial de determinados contratos, a SPE ESBR firmou contratos a termo de moeda sem entrega física (NDF) com instituições financeiras. Os valores destes acordos foram de US\$41.000 e US\$16.400, com vencimentos em 17 de setembro de 2009 e 18 de dezembro de 2009, e taxas pactuadas de R\$2,29 e R\$2,18, respectivamente. Tais operações foram classificadas como *hedges* de fluxo de caixa. Conforme previsto nas normas contábeis brasileiras e internacionais, as variações cambiais das NDFs foram registradas à conta de ajustes de avaliação patrimonial e transferidas ao ativo imobilizado quando da efetiva liquidação do passivo junto ao fornecedor.

Em 17 de setembro de 2009, a Controlada liquidou a operação de NDF no valor de US\$41.000 com perdas apuradas de R\$20.360. Em relação ao contrato de NDF no valor de US\$16.400, sua liquidação ocorreu na data do vencimento, com resultado negativo de R\$6.599, sem que houvesse

cumprimento das obrigações contratuais por parte do fornecedor. As variações cambiais da NDF foram registradas no patrimônio líquido da Controlada e lá foram mantidas até o real cumprimento das obrigações da Dong Fang, o que ocorreu ao fim do primeiro semestre de 2010.

A partir do final do exercício de 2009, a SPE alterou sua estratégia de *hedge* e desde então vem realizando aplicações financeiras em dólar, com a finalidade de lastrear as garantias das cartas de crédito emitidas pelo Banco do Brasil e Banco Itaú em favor dos fornecedores Dong Fang e Hyosung. Tais aplicações também são classificadas como *hedge* de fluxo de caixa.

A movimentação completa da conta de ajustes de variação patrimonial, durante os anos findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009, é descrita abaixo:

	<u>31/12/2010</u>	<u>31/12/2009</u>
Saldo no início do exercício	(2.640)	-
Variação cambial sobre NDFs	-	(10.784)
Variação cambial sobre principal de depósitos vinculados	(4.738)	-
Efeito de pagamento a fornecedores - saldos do exercício anterior	2.640	
Efeito de pagamento a fornecedores - saldos do exercício atual	(373)	8.144
Saldo no final do exercício	(5.111)	(2.640)

5 - Passivos Financeiros - classificados nas seguintes categorias:

- a) - Fornecedores: são mensurados pelo valor justo de mercado e amortizados essencialmente pelo método do custo amortizado.
- b) - Empréstimos e financiamentos: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva. Nessa classificação de passivo financeiro destacam-se os empréstimos e financiamentos obtidos junto às instituições financeiras, notadamente no exterior, e aos fundos setoriais, em especial a Reserva Global de Reversão - RGR.

Os valores de mercado dos empréstimos e financiamentos obtidos são equivalentes aos seus valores contábeis.

Os financiamentos captados são compostos de financiamentos contratados junto a agências multilaterais internacionais (BID, BIRD, CAF), não sendo praticável descontá-los a uma taxa diferente da estabelecida no acordo da dívida brasileira. Os demais empréstimos são captados a taxas de mercado, fazendo com que o valor contábil seja próximo ao seu valor presente.

A Companhia finalizou o exercício de 2010 com 15 contratos passivos, entre empréstimos, financiamentos e bônus, que totalizam R\$ 5.546.687 (R\$ 5.101.994 em 31 de dezembro de 2009 e 01 de janeiro de 2009 R\$ 4.158.111), conforme demonstrado a seguir:

Moeda	US\$ (equivalentes)	%	R\$
Dólar Norte-Americano	3.060.812	91,95	5.099.925
EURO	64.628	1,94	107.683
YEN	203.504	6,11	339.079
Total	3.328.944	100,00	5.546.687

Empréstimo Compulsório: extinto pela Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1993, teve como prazo limite para seu recolhimento o dia 31 de dezembro de 1993. Atualmente, a Companhia gerencia o estoque residual do Empréstimo Compulsório arrecadado, atualizando-o com base no IPCA-E e remunerando-o à taxa de 6% a.a., com prazo de resgate definido.

6 - Gestão de Riscos Financeiros:

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

6.1 - Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia ter seus demonstrativos econômico-financeiros impactados por flutuações nas taxas de câmbio.

A Companhia apresenta descasamento entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte-americano, em posição ativa, no montante de R\$ 4.455 (R\$ 5.583 em 31 de dezembro de 2009), proveniente principalmente dos contratos de financiamentos concedidos à controlada Itaipu Binacional, cujo principal está integralmente reconhecida em balanço, o que causa volatilidade nos seus resultados e em seu fluxo de caixa.

6.2 - Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa, principalmente referenciados à taxa Libor.

6.3 - Risco de commodities

A controlada Eletronorte celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para o fornecimento de energia elétrica para três de seus principais clientes. Esses contratos de longo prazo estão associados ao preço internacional do alumínio, cotado na London Metal Exchange (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais dos contratos.

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

Datas do contrato

Cliente	Inicial	Vencimento	Volumes médios de megawatts
			750 MW - até 31/12/2006
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	800 MW - a partir de 01/01/2007
Alcoa	01/07/2004	31/12/2024	De 304,92 MW a 328 MW
BHP	01/07/2004	31/12/2024	De 353,08 MW a 492 MW

Esses contratos incluem o conceito de cap and floor band relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço limite máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2,773.21/ton e US\$ 1,450/ton. Considerando que o preço do alumínio atinja o cap em todos os anos até o final do contrato, o impacto financeiro em 31/12/2010 seria de R\$ 245.089.

Até 2004, os preços de suprimento de energia elétrica decorrentes da atividade de geração eram fixados pela ANEEL. A partir do Leilão 001/2004, realizado pela Agência Reguladora, as geradoras passaram a comercializar sua energia elétrica com um maior número de clientes, a preços definidos pelo mercado. A atividade de transmissão de energia elétrica tem sua remuneração definida pela ANEEL, mediante a fixação de Receita Anual Permitida - RAP, julgada suficiente para a cobertura dos custos operacionais e a manutenção do equilíbrio econômico financeiro da concessão.

6.4 - Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia e suas controladas incorrerem em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

A Companhia, através de suas controladas, atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Companhia busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias. No segmento de distribuição, a Companhia, através de suas controladas, faz um acompanhamento dos níveis de inadimplência através da análise das especificidades dos seus clientes. Adicionalmente, são realizadas negociações que viabilizem o recebimento dos créditos em atraso.

As disponibilidades de caixa são aplicadas em um fundo extramercado exclusivo, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esse fundo é composto na sua totalidade por títulos públicos custodiados na Selic, não havendo exposição ao risco de contraparte.

Em eventuais relações com instituições financeiras, a Companhia tem como prática a realização de operações somente com instituições de baixo risco avaliadas por agências de rating e que atendam a requisitos patrimoniais previamente definidos e formalizados. Adicionalmente, são definidos limites de crédito que são revisados periodicamente.

6.5 - Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Companhia são de responsabilidade das áreas de tesouraria e de captação de recursos, que atuam alinhadas no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazos, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e conseqüentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não-derivativos do Grupo por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. Os valores divulgados na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratados.

Controladora

31/12/2010

	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos
Empréstimos	275.907	195.687	1.230.529	12.003.601
Emprestimo compulsório	174.166	192.453	259.664	
Obrigações com arrendamento financeiro (Nota 24)				
Fornecedores e outras obrigações	2.061.540	2.061.540	2.061.540	
Garantias financeiras				

31/12/2009

	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos
Empréstimos	230.044	275.907	745.076	11.507.913
Emprestimo compulsório	155.030	171.309	231.135	231.135
Obrigações com arrendamento financeiro (Nota 24)				
Fornecedores e outras obrigações	2.177.245	2.105.072	2.105.072	2.105.072
Garantias financeiras				

01/01/2009

Menos de Entre 1 e Entre 2 e Acima de

	1 ano	2 anos	5 anos	5 anos
Empréstimos	192.183	230.044	714.694	10.214.962
Emprestimo compulsório	174.166	192.453	259.664	259.664
Obrigações com arrendamento financeiro (Nota 24)				
Fornecedores e outras obrigações				
Garantias financeiras				

Consolidado

31/12/2010				
	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos
Empréstimos e financiamentos	1.868.466	455.637	2.865.163	27.949.170
Obrigações com arrendamento financeiro	120.485	240.933	361.400	1.092.214
Empréstimo compulsório	174.166	192.453	259.664	-
Fornecedores	5.563.938	2.081.548	2.061.540	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	639.278	-	-	-
Concessões a pagar - UBP				

- 1.313 10.118 150.133

31/12/2009

	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos
Empréstimos e financiamentos	1.115.275	1.868.466	1.734.836	24.789.240
Obrigações com arrendamento financeiro	108.827	217.628	326.441	1.095.379
Empréstimo compulsório	155.030	171.309	231.135	231.135
Fornecedores	4.226.214	2.111.944	2.105.072	2.105.072
Adiantamento para futuro aumento de capital	4.548.686	-	-	-
Concessões a pagar - UBP	-	-	7.966	153.598

01/01/2009

	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos
Empréstimos e financiamentos	1.135.497	1.115.275	2.890.138	22.904.818
Obrigações com arrendamento financeiro	106.435	212.432	318.647	1.153.992
Empréstimo compulsório	174.166	192.453	259.664	259.664
Fornecedores	1.697.972	-	-	-
Concessões a pagar - UBP	-	-	4.595	156.969

7 - Análise de Sensibilidade

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para fim de 2010 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD.

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos concedidos de empréstimos e financiamentos em quatro diferentes cenários: dois com elevação das moedas-indexadores do saldo devedor e dois com diminuição dessas moedas-indexadores. As análises limitaram-se aos contratos concedidos que apresentem exposição a taxa de câmbio e índice de preços.

Depreciação dos Índices em centavos concedidos

Moeda (Risco)	Saldo US\$	Saldo R\$	Provável 2011	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dólar(R\$/US\$)	7,515,524	12.522.366	1,75	1,3125	0,8750	9.864.125	6.576.083
IGP-M	414,328	690.353	5,96%	4,47%	2,98%	721.212	710.926
EURO(R\$/€)	64,534	107.526	2,4238	1,8179	1,2119	84.701	56.467
Yen(R\$/¥)	239,897	399.716	0,0215	0,0161	0,0107	314.865	209.910
TOTAL	8,234,283	13.719.961				10.984.903	7.553.386

Apreciação dos Índices em centavos concedidos

Moeda (Risco)	Saldo US\$	Saldo R\$	Provável 2011	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dólar(R\$/US\$)	7,515,524	12.522.366	1,75	2,1875	2,6250	16.440.208	19.728.250
IGP-M	414,328	690.353	5,96%	7,45%	8,94%	741.784	752.071
EURO(R\$/€)	64,534	107.526	2,4238	3,0298	3,6357	141.168	169.401
Yen(R\$/¥)			0,0215	0,0269	0,0322		

	239,897	399.716	524.774	629.729
TOTAL	8,234,283	13.719.961	17.847.934	21.279.451

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos obtidos de empréstimos e financiamentos em quatro diferentes cenários: dois com elevação das moedas-indexadores do saldo devedor e dois com diminuição dessas moedas-indexadores. As análises limitaram-se aos contratos obtidos que apresentem exposição a taxa de câmbio e índice de preços.

Depreciação dos Índices em centavos concedidos

Moeda (Risco)	Saldo US\$	Saldo R\$	Provável 2011	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dólar(R\$/US\$)	3,060,812	5.099.925	1,75	1,3125	0,8750	4.017.316	2.678.210
EURO(R\$/€)	64,628	107.683	2,4238	1,8179	1,2119	84.824	56.549
Yen(R\$/¥)	203,505	339.079	0,0215	0,0161	0,0107	267.100	178.067
TOTAL	3,328,945	5.546.687				4.369.240	2.912.826

Apreciação dos Índices em centavos concedidos

Moeda (Risco)	Saldo US\$	Saldo R\$	Provável 2011	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dólar(R\$/US\$)	3,060,812	5.099.925	1,75	2,1875	2,6250	6.695.526	8.034.631
EURO(R\$/€)	64,628	107.683	2,4238	3,0298	3,6357	141.373	169.648
Yen(R\$/¥)	203,505	339.079	0,0215	0,0269	0,0322	445.166	534.200
TOTAL	3,328,945	5.546.687				7.282.065	8.738.479

Foram realizadas análises de sensibilidade do ativo financeiro decorrente da comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional. A análise limitou-se à variação da

taxa de câmbio real por dólar, incluindo dois cenários onde há valorização cambial de 25% e 50% e dois cenários onde há desvalorização cambial de 25% e 50%.

Depreciação de Índices do Direito de Comercialização da Energia de Itaipu:

Moeda (Risco)	Saldo US\$	Saldo R\$	Provável 2011	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dólar(R\$/US\$)	1,146,919	1.910.996	1,75	1,3125	0,8750	1.505.331	1.003.554

Apreciação de Índices do Direito de Comercialização da Energia de Itaipu:

Moeda (Risco)	Saldo US\$	Saldo R\$	Provável 2011	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dólar(R\$/US\$)	1,146,919	1.910.996	1,75	2,1875	2,6250	2.508.885	3.010.662

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

8 - Estimativa do Valor Justo

Pressupõe-se que os saldos das contas a receber de clientes e contas a pagar aos fornecedores pelo valor contábil, menos a PCLD, esteja próxima de seus valores justos. O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante o desconto dos fluxos de caixa contratuais futuros pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para a Companhia para instrumentos financeiros similares.

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

Controladora
31/12/ 2010

	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Partes beneficiárias	194.761	-	-	194.761
Empréstimos e financiamentos	-	24.761.922	-	24.761.922
Investimentos mantidos a custo	-	-	52.410	52.410
- Ativos financeiros disponíveis para venda	1.402.837	-	-	1.402.837
Total do ativo	1.597.598	24.761.922	52.410	26.411.930
Empréstimos e financiamentos	13.705.726	-	-	13.705.726
Derivativos designados como hedge	-	-	-	-
Total do passivo	13.705.726	-	-	13.705.726

31/12/ 2009

	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Partes beneficiárias	157.685	-	-	157.685
Empréstimos e financiamentos	-	28.717.334	-	28.717.334
Investimentos mantidos a custo	-	-	61.970	61.970
- Ativos financeiros disponíveis para venda	1.298.097	-	-	1.298.097
Total do ativo	1.455.782	28.717.334	61.970	30.235.086
Empréstimos e financiamentos	12.758.940	-	-	12.758.940
Total do passivo	12.758.940	-	-	12.758.940

01/01/ 2009

	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Partes beneficiárias	90.697	-	-	90.697
Empréstimos e financiamentos	-	42.234.271	-	42.234.271
Investimentos mantidos a custo	-	-	77.647	77.647
- Ativos financeiros disponíveis para venda	1.091.433	-	-	1.091.433
Total do ativo	1.182.130	42.234.271	77.647	43.494.048
Passivos				
Empréstimos e financiamentos	11.351.881	-	-	11.351.881
Derivativos designados como hedge	-	-	-	-
Total do passivo	11.351.881	-	-	11.351.881

Consolidado

31/12/ 2010

	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Caixa e equivalentes de caixa	2.339.639	15.093	-	2.354.732
Contas a receber	207.369	-	-	207.369
Ao valor justo por meio do resultado	-	-	540.072	540.072
- Derivativos	(2.038)	-	-	(2.038)
Derivativos designados como hedge	-	582.404	-	582.404
Partes beneficiárias	194.761	-	-	194.761
Empréstimos e financiamentos	-	24.761.922	-	24.761.922
Investimentos mantidos a custo	-	-	52.410	52.410
Investimentos da Dívida	758.868	-	-	758.868
Títulos Patrimoniais				

	1.548	-	-	1.548
Ativo financeiro (indenizável)				
	287.282	-	-	287.282
- Ativos financeiros disponíveis para venda				
	1.610.908	-	-	1.610.908
Total do ativo			592.482	
	5.398.337	25.359.419		31.350.238
Passivos				
Fornecedores				
	2.499.219	-	-	2.499.219
Empréstimos e financiamentos				
	14.507.793	-	-	14.507.793
Derivativos designados como hedge				
	-	540.540	-	540.540
Total do passivo				
	17.007.012	540.540	-	17.547.552

31/12/ 2009

	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Caixa e equivalentes de caixa				
	1.780.332	24.560	-	1.804.892
Contas a receber				
	211.561	-	-	211.561
- Derivativos				
	20	-	-	20
Derivativos designados como hedge				
	-	455.560	-	455.560
Partes beneficiárias				
	157.685	-	-	157.685
Empréstimos e financiamentos				
	-	28.717.334	-	28.717.334
Investimentos mantidos a custo				
	-	-	61.970	61.970
Ativo financeiro (indenizável)				
	207.838	-	-	207.838
Disponíveis para venda				
	-	-	-	-
- Ativos financeiros disponíveis para venda				
	1.479.880	-	-	1.479.880
Total do ativo				
	3.837.316	29.197.454	61.970	33.096.740

Passivos

Fornecedores	1.198.701	-	-	1.198.701
Empréstimos e financiamentos	13.526.137	-	-	13.526.137
Derivativos designados como hedge	-	268.070	-	268.070
Total do passivo	14.724.838	268.070	-	14.992.908

01/01/ 2009

	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Caixa e equivalentes de caixa	2.305.214	2.182	-	2.307.396
Contas a receber	208.664	-	-	208.664
- Derivativos	5.549	-	-	5.549
Derivativos designados como hedge	-	92.690	-	92.690
Partes beneficiárias	90.697	-	-	90.697
Empréstimos e financiamentos	-	42.234.271	-	42.234.271
Investimentos mantidos a custo	-	-	77.647	77.647
Ativo financeiro (indenizável)	129.467	-	-	129.467
- Ativos financeiros disponíveis para venda	1.091.433	-	-	1.091.433
Total do ativo	3.831.024	42.329.143	77.647	46.237.814
Passivos				
Fornecedores	641.495	-	-	641.495
Empréstimos e financiamentos	15.335.319	264.026	-	15.599.345
Derivativos designados como hedge	-	336.184	-	336.184
Total do passivo	15.976.814	600.210	-	16.577.024

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo deverão ser classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 1 - preços cotados (não ajustados) que em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 - preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo, e

Nível 3 - ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou ilíquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos (como títulos mantidos para negociação e disponíveis para venda) é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem pronta e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Companhia é o preço de concorrência atual. Esses instrumentos estão incluídos no Nível 1. Os instrumentos incluídos no Nível 1 compreendem, principalmente, os investimentos patrimoniais da FTSE 100 classificados como títulos para negociação ou disponíveis para venda.

O valor justo dos instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão) é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação maximizam o uso dos dados adotados pelo mercado onde está disponível e confiam o menos possível nas estimativas específicas da entidade. Se todas as informações relevantes exigidas para o valor justo de um instrumento forem adotadas pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 2.

Se uma ou mais informações relevantes não estiver baseada em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no nível 3.

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorizar os instrumentos financeiros incluem:

- Preços de mercado cotados ou cotações de instituições financeiras ou corretoras para instrumentos similares.
- O valor justo de swaps de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado.
- O valor justo dos contratos de câmbio futuros é determinado com base nas taxas de câmbio futuras na data do balanço, com o valor resultante descontado ao valor presente.
- Outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes.

NOTA 44 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, sobre os quais as tomadas de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é o Conselho de Administração responsável inclusive pela tomada das decisões estratégicas da Companhia.

O Conselho de Administração avalia o desempenho dos segmentos operacionais com base na mensuração do lucro líquido.

As informações por segmento de negócios, correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010 e 31 de dezembro de 2009, são as seguintes:

	Resultado Por Segmento				Total
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	
Receita Operacional Líquida	657.139	18.015.971	5.833.463	2.912.584	27.419.157
Despesas Operacionais	(1.844.617)	(12.479.549)	(5.367.376)	(3.316.243)	(23.007.785)
Resultado Operacional Antes					

Do Resultado Financeiro	(1.187.478)	5.536.422	466.087	(403.659)	4.411.372
Resultado Financeiro	717.898	(596.809)	(410.835)	(74.376)	(364.122)
Irpj / Csll	(206.119)	(1.078.830)	(198.609)	(10.707)	(1.494.265)
Participação Minoritária	(305.072)	-	-	-	(305.072)
Lucro Líquido Do Exercício	(980.771)	3.860.783	(143.357)	(488.742)	2.247.913

31/12/2009

	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Receita Operacional Líquida	1.583.869	16.041.377	4.588.691	2.498.000	24.711.937
Despesas Operacionais	(2.560.632)	(10.826.693)	(4.503.602)	(2.769.658)	(20.660.585)
Resultado Operacional Antes					
Do Resultado Financeiro	(976.763)	5.214.684	85.089	(271.658)	4.051.352
Resultado Financeiro	(3.981.327)	(6.811)	487.745	(137.704)	(3.638.097)
Irpj / Csll	1.266.418	(217.767)	(207.921)	(3.845)	836.885
Participação Minoritária	(338.673)	-	-	-	(338.673)
Lucro Líquido Do Exercício	(4.030.345)	4.990.106	364.913	(413.207)	911.467

As vendas entre os segmentos foram realizadas como vendas entre partes independentes. A receita de partes externas foi mensurada de maneira condizente com aquela apresentada na demonstração do resultado.

NOTA 45 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A controladora final da Eletrobras é a União que detém 41.59% das ações ordinárias e preferências da companhia (vide a Nota 38).

As transações da Eletrobras com suas subsidiárias, controladas e sociedades de propósito específico são realizadas a preços e condições compatíveis com as que seriam praticadas no mercado. Dentre as principais operações ocorridas com as partes relacionadas, destacamos os empréstimos e financiamentos concedidos estabelecidos nas mesmas condições existentes no mercado e/ou de acordo com a legislação específica sobre o

assunto. As demais operações também foram estabelecidas em condições normais de mercado.

Não há, também, operações com pessoas físicas consideradas partes relacionadas, exceto com acionistas.

CONTROLADORA			
	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
FURNAS			
Consumidores e revendedores	5.272	-	-
Financiamentos e empréstimos	1.913.683	-	-
Dividendo a receber	17.846	-	-
AFAC	-	-	-
Receitas de participação societária	-	-	632.598
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	101.774
	1.936.801	-	734.372
CHESF			
Financiamentos e empréstimos	156.244	-	-
AFAC	-	-	-
Dividendo a receber	429.325	-	-
Obrigações diversas	-	1.355	-
Receita de juros, comissões e taxas	-	-	17.927
Receitas de participações societárias	-	-	2.167.434
	585.569	1.355	2.185.361
ELETRONORTE			

Consumidores e revendedores	181	-	-
Financiamentos e empréstimos	3.819.340	-	-
Dividendo a receber	32.998	-	-
AFAC	631.793	-	-
Receitas de participação societária	-	-	138.939
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	262.901
	4.484.312	-	401.840
ELETROSUL			
Financiamentos e empréstimos	780.322	-	-
Dividendo a receber	19.282	-	-
AFAC	735.905	-	-
Créditos Renegociados	12	-	-
Receita de participações societárias	-	-	67.454
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	61.769
	1.535.521	-	129.223
CGTEE			
Financiamentos e empréstimos	921.689	-	-
AFAC	324.000	-	-
Dividendo a receber	8.240	-	-
Resultado em participações societárias	-	-	41.191
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	25.780
	1.253.929	-	66.971

ELETRONUCLEAR

Financiamentos e empréstimos	607.076	-	-
AFAC	3.309.744	-	-
Obrigações diversas	-	1.589	-
Outros	-	101.594	-
Resultado de participações societárias	-	-	(134.498)
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	403.043

3.916.820 103.183 268.545

ITAIPU

Financiamentos e empréstimos	5.671.628	-	-
Dividendo a receber	417	-	-
Energia Comprada para Revenda	-	-	2.839.516
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	427.192

5.672.045 - 3.266.708

Ceal

Financiamento e empréstimos	209.107	-	-
AFAC	7.485	-	-
Resultado de participações societárias	-	-	(42.617)
Receitas de Juros, comissões e taxas	-	-	10.696

216.592 - (31.921)

Cepisa

Financiamento e empréstimos	354.987	-	-
AFAC	183.953	-	-

Resultado de participações societárias	-	-	-
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	24.321
	<u>538.940</u>	<u>-</u>	<u>24.321</u>
AMAZONAS ENERGIA			
Financiamentos e empréstimos	516.713	-	-
AFAC	57.267	-	-
Resultado de participações societárias	-	-	(1.353.554)
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	31.421
	<u>573.980</u>	<u>-</u>	<u>(1.322.133)</u>
Ceron			
Financiamentos e empréstimos	109.474	-	-
Resultado de participações societárias	-	-	13.842
AFAC	72.671	-	-
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	7.415
	<u>182.145</u>	<u>-</u>	<u>21.257</u>
ELETROPAR			
Resultado de participações societárias	-	-	19.464
Dividendo a receber	2.277	-	-
	<u>2.277</u>	<u>-</u>	<u>19.464</u>
ELETROACRE			
Financiamentos e empréstimos	64.745	-	-
AFAC	218.925	-	-
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-

Taxas	-	-	3.819
	283.670	-	3.819
TESOURO NACIONAL			
Obrigações	-	343.255	-
	-	343.255	-
ELETROS			
Contribuições Previdenciárias	-	-	(32.173)
	-	-	(32.173)
CONSOLIDADO			
SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO NORDESTE	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Partic. societária permanente	193.244	-	-
Fornecedores	-	1.151	-
Receita de prestação serviços	-	-	1.854
Receita de Equivalência Patrimonial	-	-	33.262
Encargo de uso da rede	-	-	(10.410)
	193.244	1.151	24.706
7 GAMELEIRAS			
Participação Societária Permanente	158	-	-
Despesa de Equivalência Patrimonial	-	-	(3)
	158	-	(3)
SÃO PEDRO LAGO			
Participação Societária Permanente	157	-	-
Despesa de Equivalência Patrimonial	-	-	(4)

	157	-	(4)
PEDRA BRANCA			
Participação Societária Permanente	158	-	-
	-	-	
Despesa de Equivalência Patrimonial			(3)
	158	-	(3)
TDG			
Participação societária permanente	13.018	-	-
Despesa de Equiv. Patrimonial	-	-	(261)
	13.018	-	(261)
INTESA			
Partic. societária permanente	28.530	-	-
JCP/Dividendos	676	-	-
Fornecedores	-	903	-
Encargo de uso da rede elétrica	-	-	(8.045)
Receita de equiv. Patrimonial	-	-	2.844
	29.206	903	(5.201)
EAPS			
Partic. societária permanente	61.286	-	-
Despesa de Equiv. Patrimonial	-	-	(330)
	61.286	-	(330)
EAPSA			
Partic. societária permanente	61.985	-	-
Equivalência Patrimonial	(699)	-	-
Despesa de equiv. patrimonial	-	-	(699)
	61.286	-	(699)
ANDE			

Consumidores e revendedores	74.717	-	-
Outros	7.420	-	-
Obrigações diversas	-	27.578	-
Receitas de prestação de serviços	-	-	179.121
Receitas financeiras	-	-	4.461
Despesas financeiras	-	-	20
Outras despesas	-	-	(32.353)
	<u>82.137</u>	<u>27.578</u>	<u>151.250</u>
ÁGUAS DA PEDRA			
Partic. societária permanente	123.271	-	-
Equivalência Patrimonial	(699)	-	-
Despesa de equiv. patrimonial	-	-	(1.029)
	<u>122.572</u>	<u>-</u>	<u>(1.029)</u>
ESBR (Energia Sustentável)			
Partic. societária permanente	824.002	-	-
Outros resultados abrangentes	-	(2.170)	-
Despesa de equivalência patrimonial	-	-	(7.937)
Outras despesas	-	-	(1.235)
	<u>824.002</u>	<u>(2.170)</u>	<u>(9.172)</u>
MANAUS TRANSMISSÃO			
Partic. societária permanente	(18.187)	-	-
Outros resultados abrangentes	-	(466)	-
Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-

	-	-	(8.981)
	(18.187)	(466)	(8.981)
MANAUS CONSTRUÇÃO			
Partic. societária permanente	5.949	-	-
Receita de Equivalência Patrimonial	-	-	5.948
	5.949	-	5.948
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DO MADEIRA			
Partic. societária permanente	123.147	-	-
Receita de equivalência Patrimonial	-	-	2.066
Receitas financeiras			2.065
	123.147	-	4.131
EMPRESA NORTE ENERGIA			
Participação societária permanente	26.669	-	-
Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(333)
	26.669	-	(333)
FACHESF			
Fornecedores	-	1.695	-
Contribuição normal	-	11.179	-
Contratos atuarias	-	107.452	-
Despesa financeira	-	-	(41.637)
Despesas operacionais	-	-	(94.311)
	-	120.326	(135.948)

ENERPEIXE

Contas a receber	895	-	-
Consumidores e revendedores	452	-	-
JCP/Dividendos a receber	8.000	-	-
Participação societária permanente	481.020	-	-
Receita financeira	-	-	47.321
Receitas uso da rede elétrica	-	-	4.319
Receitas de prestação de serviços	-	-	6.581
	490.367	-	58.221

TRANSLESTE

Participação societária permanente	22.745	-	-
JCP/Dividendos a receber	1.021	-	-
Fornecedores	-	(29)	-
Contas a pagar	-	(93)	-
Receita financeira	-	-	4.298
Encargo de uso da rede elétrica	-	-	(1.010)
	23.766	(122)	3.288

TRANSUDESTE

Contas a receber	20	-	-
Participação societária permanente	13.497	-	-
JCP/Dividendos	1.971	-	-
Contas a pagar	-	(58)	-

Fornecedores	-	(18)	-
Receita financeira	-	-	2.449
Receita de Prestação de Serviços	-	-	115
Encargos do uso da rede elétrica	-	-	(626)
	15.488	(76)	1.938
TRANSIRAPÉ			
Participação societária permanente	10.327	-	-
JCP/dividendos	1.578	-	-
Contas a pagar	-	(40)	-
Fornecedores	-	(10)	-
Receita financeira	-	-	1.796
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(426)
	11.905	(50)	1.370
CENTROESTE			
Adiantamento para futuro aumento de capital	17.223	-	-
Participação societária permanente	25	-	-
Contas a receber	370	-	-
Fornecedores	-	(12)	-
Contas a pagar	-	(40)	-
Receitas de prestação de serviços	-	-	360
Encargo de uso da rede elétrica	-	-	(247)

	17.618	(52)	113
BAGUARI			
Adiantamento para futuro aumento de capital	82.172	-	-
	82.172	-	-
RETIRO BAIXO			
Adiantamento para futuro aumento de capital	50.210	-	-
Participação societária permanente	56.626	-	-
Receitas de prestação de serviços	-	-	4.431
Receitas financeiras	-	-	600
	106.836	-	5.031
SERRA FALCÃO ENERGIA			
Contas a receber	53	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	47.677	-	-
Participação societária permanente	142.881	-	-
Contas a pagar	-	(10.059)	-
Receitas de prestação de serviço	-	-	1.578
Receitas financeiras	-	-	(40.334)
Outras despesas	-	-	(59.690)
	190.611	(10.059)	(98.446)
CHAPECOENCE			
Participação societária permanente	279.516	-	-
Despesas financeiras	-	-	(6.287)

	279.516	-	(6.287)
INAMBARI			
Contas a receber	479	-	-
Participação societária permanente	5.660	-	-
Receitas financeiras	-	-	(1.076)
Receitas de prestação de serviços	-	-	1.008
	6.139	-	(68)
TRANSENERGIA RENOVÁVEL			
Contas a receber	12	-	-
Participação societária permanente	39.597	-	-
Receitas de prestação de serviço	-	-	251
Despesa financeira	-	-	(926)
	39.609	-	(675)
MADEIRA ENERGIA			
Participação societária permanente	38.928	-	-
Despesa financeira	-	-	(79.733)
	38.928	-	(79.733)
TRANSENERGIA SÃO PAULO			
Participação societária permanente	4.537	-	-
Despesas financeiras	-	-	(50)
	4.537	-	(50)

TRANSENERGIA GOIÁS

Participação societária permanente	2.768	-	-
	-		
Despesas financeiras		-	(87)
	2.768	-	(87)

MGE TRANSMISSÃO

Participação societárias permanente	8.665	-	-
Despesas financeiras	-	-	(562)
	8.665	-	(562)

GOIÁS TRANSMISSÃO

Participação societária permanente	13.169	-	-
Receitas financeiras	-	-	(1.087)
	13.169	-	(1.087)

BRASVENTO EOLO

Participação societária permanente	2.232		
Adiantamento para futuro aumento de capital	2.231	-	-
	4.463	-	-

BRASVENTO MIASSABA

Adiantamento para futuro aumento de capital	6.670	-	-
	6.670	-	-

REI DOS VENTOS

Adiantamento para futuro aumento de capital	4.392	-	-
	4.392	-	-

PODER PÚBLICO FEDERAL

Consumidores e concessionárias	16.430	-	-
--------------------------------	--------	---	---

Fornecimento de energia	-	-	76.563
Outras receitas	-	-	11.615
	16.430	-	88.178
REAL GRANDEZA			
Contas a receber	1.291	-	-
Contribuição normal		5.140	-
Contrato de dívidas atuariais		83.735	-
Outros passivos		52.445	-
Provisões atuariais	-	-	(11.277)
Encargo de dívidas	-	-	13.425
Contribuição normal mantenedor	-	-	11.929
Despesas financeiras	-	-	(98.490)
Contribuições despesas administrativas	-	-	2.899
Contribuição patrocinadora	-	-	
Outras receitas	-	-	155
Outras despesas	-	-	(148.207)
	1.291	141.320	(229.566)

ETAU

Contas a receber	50	-	-
------------------	----	---	---

JCP/Dividendos a receber	1.975	-	-
Participação societária permanente	14.935	-	-
Receita de JCP/Dividendos	-	-	3.833
Resultado de equiv. patrimonial	-	-	8.367
	16.960	-	12.200
ARTEMIS			
Contas a receber	466	-	-
JCP/Dividendos permanente	2.676	-	-
Participação societária permanente	75.786	-	-
Receita de equivalência patrimonial	-	-	7.317
Receita de JCP/Dividendos	-	-	7.840
	78.928	-	15.157
UIRAPURU			
Contas a receber	4.207	-	-
Partic. societária permanente	24.455	-	-
JCP/Dividendos a receber	985	-	-
Receita de JCP/Dividendos	-	-	1.823
Resultado de equiv. patrimonial	-	-	3.474
	29.647	-	5.297
RS ENERGIA			
Contas a receber	1.546	-	-
Partic. societária permanente	142.646	-	-

JCP/ dividendos a receber	1.077	-	-
Despesa com equivalência patrimonial	-	-	(490)
	145.269	-	(490)
CERRO CHATO I			
Adiantamento para futuro aumento de capital	14.131	-	-
Despesa de Equivalência Patrimonial	-	-	(180)
	14.131	-	(180)
CERRO CHATO II			
Adiantamento para futuro aumento de capital	14.131	-	-
Despesa de Equivalência Patrimonial	-	-	(180)
	14.131	-	(180)
CERRO CHATO III			
Adiantamento para futuro aumento de capital	14.131	-	-
Despesa de Equivalência Patrimonial	-	-	(180)
	14.131	-	(180)
NORTE BRASIL			
Partic. societária permanente	9.459	-	-
Receita de equivalência patrimonial	-	-	186
	9.459	-	186
CONST. INTEGRAÇÃO			
Partic. societária permanente	4.624	-	-
Receita com participação societária	-	-	4.624

	4.624	-	4.624
PORTO VELHO			
Contas a receber	4	-	-
Partic. societária permanente	192.759	-	-
JCP/Dividendos a receber	768	-	-
Receita de equivalência patrimonial	-	-	3.034
	193.531	-	3.034
AMAPARI			
Partic. societária permanente	41.533	-	-
Equivalência Patrimonial	(1.207)	-	-
Outros Ativos	103	-	-
Receita de equivalência. Patrimonial	-	-	768
	40.429	-	768
PREVINORTE			
Contribuições previdenciárias	-	5.128	-
Despesas atuariais	-	-	(85.604)
	-	5.128	(85.604)
NUCLEOS			
Contratos atuariais Cons. Divida	-	-	-
Outros passivos	-	102.390	-
Contribuições previdenciárias (normal, etc)	-	2.050	-
Contribuição normal mantenedor	-	-	8.657
Provisão atuarial	-	-	(6.472)

	-	104.440	2.185
FIBRA			
Contas a Pagar	-	43.031	-
Contribuição normal	-	2.546	-
Outros passivos	-	-	-
Contribuições previdenciárias	-	-	(17.298)
Despesa Atuariais	-	-	-
Despesas Financeiras	-	-	(4.400)
	-	45.577	(21.698)
CAJUBI			
Contas a pagar	-	2.299	-
Contribuições previdenciárias normais	-	4.749	(16.845)
Outros passivos	-	479.862	-
Despesas atuariais	-	-	(320.751)
Despesas financeiras	-	-	(20)
	-	486.910	(337.616)

Remuneração de Pessoal Chave

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	4.488	3.385	24.545	16.435
Salários e encargos sociais				

	748	990	4.821	4.167
Outros	<u>333</u>	<u>203</u>	<u>3.051</u>	<u>2.554</u>
	<u>5.569</u>	<u>4.578</u>	<u>32.417</u>	<u>23.156</u>

NOTA 46 - EVENTOS SUBSEQUENTES

I - UHE Teles Pires:

Em 19 de janeiro de 2011 foi constituída a sociedade de propósito específico Companhia Hidroelétrica Teles Pires para a construção, geração e manutenção da UHE Teles Pires. A Eletrosul possui participação de 24,5%, cabendo a Furnas Centrais Elétricas S.A. 24,50%, a Neoenergia S.A 50,1% e a Odebrecht Participações S.A. 0,90%.

II - Interligação de Manaus ao SIN:

A interligação da região ao Sistema Interligado Nacional - SIN mediante construção da Linha de Transmissão Tucuruí-Manaus de 500 kV, prevista para ser concluída em 2012. Obra do governo federal orçada em R\$ 3.340.000, beneficiará, diretamente ou por desvios vicinais, as cidades de Urucará, Itapiranga, Silves, São Sebastião do Uatumã, Parintins, Maués, Barreirinha, Boa Vista do Ramos, Nova Olinda do Norte, Itacoatiara, até a subestação de Cariri na região de Manaus.

III - Transformação de Unidades Geradoras - Bicombustíveis

Dando prosseguimento ao projeto de transformação de unidades geradoras para utilização do gás natural foram investidos R\$ 14.000 para a conversão de duas unidades MS70001B da usina de Mauá e quatro unidades LM6000 com previsão de operação comercial entre os meses de janeiro a março/2011.

IV - Banda Larga

A Telecomunicações Brasileiras S.A. - Telebrás está negociando com a Eletrobras o uso de sua rede de fibras óticas para colocar em prática o Plano Nacional de Banda Larga (PNBL), previsto para entrar em operação em 2011.

V - Aumento do Capital Social

O Decreto S/Nº de 29 de setembro de 2010, autorizou a Eletrobras aumentar o seu capital com subscrição de ações, utilizando o montante equivalente aos Adiantamentos para Futuros Aumentos de Capital (AFAC). O Conselho de Administração, através da Deliberação em 29 de junho de 2010 e a 155ª Assembléia Geral Extraordinária - da Eletrobras, de 11 de janeiro de 2011, aprovaram o aumento de capital no valor equivalente a R\$ 5.148.764, considerando a subscrição particular de ações para os detentores de ações ordinárias e preferenciais da classe "B", resultando na emissão de 220.277.010 novas ações, assim distribuídas: 182.026.770 ações ordinárias (ON) e 38.250.240 ações preferenciais de classe "B". A subscrição em ações preferenciais da classe "A", tendo em vista que estas só puderam ser subscritas até junho de 1969, conforme o § 1º do art. 8º do Estatuto Social da Eletrobras. O referido aumento foi homologado pela 157ª Assembléia Geral Extraordinária - da Eletrobras, ocorrida em 16 de março de 2011, passando o capital social de R\$ 26.156.567 para R\$ 31.305.331, dividido em 1.087.050.297 ações ordinárias, 146.920 ações preferenciais da classe "A" e 265.436.883 ações preferenciais de classe "B", todas sem valor nominal. As ações emitidas em decorrência da mencionada subscrição, serão remuneradas com o mesmo valor de dividendos por ação, a ser aprovado na 51ª Assembléia Geral Ordinária.

VI - Tarifa de energia de Itaipu

O Senado Federal aprovou, em 11 de maio de 2011, o Projeto de Decreto Legislativo que autoriza o governo brasileiro a aumentar de cerca de US\$ 120 milhões para US\$ 360 milhões anuais o montante pago pelo Brasil pela energia de Itaipu relativa a parte não utilizada pelo Paraguai, com impacto na tarifa de repasse ao consumidor e, portanto, adquirida sem impacto sobre o resultado da companhia.

VI - Concessão da UHE Xingó

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL indeferiu, em 10 de maio de 2011, o pedido de ajustamento do período da concessão da Usina Hidrelétrica Xingó. Tal pedido fora feito à ANEEL em 2004 e o presente ato não traz qualquer impacto às Demonstrações Contábeis da Companhia, eis que a administração adotou como premissa, para esta UHE, o termo final de concessão em 2015 e, como base de avaliação da indenização o valor residual contábil, condição esta em que a decisão daquela Agência em nada alterou a posição patrimonial e de resultado da Companhia.

Ressalte-se que, o primeiro dos 6 hidrogeradores da UHE Xingó entrou em operação comercial em dezembro de 1994, e o último em agosto de 1997. Assim, ao se considerar o termo final da concessão em 2015, a ANEEL entende que o período total de concessão, somado ao de prorrogação, é de 20 anos.

José da Costa Carvalho Neto

Presidente

Armando Casado de Araújo

*Diretor Financeiro e de Relações com
Investidores*

Valter Luiz Cardeal de Souza

Diretor de Engenharia

Miguel Colasuonno

Diretor de Administração

Pedro Carlos Hosken Vieira

Diretor de Distribuição

José Antônio Muniz Lopes

Diretor de Transmissão

João Vicente Amato Torres

Contador

CRC-RJ-057.991/O-S-DF



Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Administradores e Acionistas
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras

Examinamos as demonstrações financeiras individuais das Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras (a "Companhia" ou "Eletrobras") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2010 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Examinamos também as demonstrações financeiras consolidadas das Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras e suas controladas ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2010 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelo auditor e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou por erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos



Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras

de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião sobre as demonstrações financeiras individuais

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras em 31 de dezembro de 2010, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira das Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras e suas controladas em 31 de dezembro de 2010, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfase

Aplicação do método de equivalência patrimonial

Conforme descrito na Nota 3, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso das Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras, essas práticas diferem do IFRS, aplicável às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo.

Continuidade operacional das empresas controladas da distribuição

Chamamos a atenção para a Nota 16 às demonstrações financeiras, que descreve que as empresas controladas do segmento de distribuição tem apurado prejuízos repetitivos em suas operações e apresentaram excesso de passivos sobre ativos circulantes no encerramento do exercício no montante de R\$ 554.323 mil. Essa situação suscita dúvida sobre a continuidade operacional destas empresas. As demonstrações financeiras não incluem quaisquer ajustes em virtude dessas incertezas. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.



Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

As normas de auditoria anteriormente vigentes permitiam divisão de responsabilidade, portanto, os exames das demonstrações financeiras de determinadas empresas coligadas foram conduzidas sob a responsabilidade de outros auditores independentes. Nas demonstrações financeiras da Eletrobras, os investimentos destas empresas coligadas avaliados pelo método de equivalência patrimonial representam com base nas práticas contábeis vigentes na época, investimentos de R\$ 6.359.637 mil em 31 de dezembro de 2009 e a participação nos resultados monta a R\$ 1.383.048 mil no exercício findo em 31 de dezembro de 2009. As demonstrações financeiras da Itaipu Binacional, com ativos totais de R\$ 9.865.700 mil em 31 de dezembro de 2009, incluídas nas informações contábeis consolidadas, foram também examinadas por outros auditores independentes. Nosso relatório, no que se refere aos valores gerados por estas empresas coligadas, estava fundamentado exclusivamente nos relatórios desses outros auditores e continha os seguintes parágrafos de ênfase relacionados com esses investimentos: (a) reembolso referente aos gastos com plano de complementação de aposentadoria pela Lei nº 4.819/1957 na empresa coligada CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista; (b) reconhecimento dos créditos de ajuste na Conta de Resultados a Compensar - CRC referente à complementação e suplementação de aposentadoria de seus funcionários ex-autárquicos conforme decisão judicial favorável das empresas coligadas CEEE - D - Companhia de Estadual de Distribuição de Energia Elétrica e CEEE - GT - Companhia Estadual de Geração e Distribuição de Energia Elétrica; e (c) continuidade normal dos negócios da empresa coligada EMAE - Empresa Metropolitana de Águas e Energia.

Auditoria dos valores correspondentes ao balanço patrimonial de 1º de janeiro de 2009

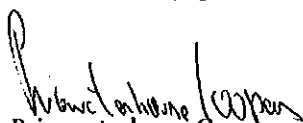
O exame das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2008, cujo balanço patrimonial e as respectivas notas explicativas são apresentadas para fins de comparação, foi conduzido sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatório de auditoria com data de 30 de março de 2009, sem ressalvas. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

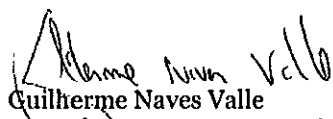



Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras

Como parte de nossos exames das demonstrações financeiras de do exercício findo em 31 de dezembro de 2010, examinamos também os ajustes descritos na Nota 6 que foram efetuados para alterar o balanço patrimonial e as respectivas notas explicativas de 1º de janeiro de 2009. Em nossa opinião, tais ajustes são apropriados e foram corretamente efetuados. Não fomos contratados para auditar, revisar ou aplicar quaisquer outros procedimentos sobre as demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício de 2008 e, portanto, não expressamos opinião ou qualquer forma de asseguuração sobre as demonstrações financeiras de 2008 tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 13 de maio de 2011


PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" RJ


Guilherme Naves Valle
Contador CRC 1MG070614/O-5 "S" RJ


Sergio Eduardo Zamora
Contador CRC 1SP168728/O-4 "S" RJ

DECISÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS, no uso de suas atribuições estatutárias e de acordo com o preceituado na Lei das Sociedades Anônimas, examinou as Demonstrações Contábeis e o parecer emitido pelos Auditores Independentes - PricewaterhouseCoopers, bem como o Parecer do Conselho Fiscal, todos relativos ao Exercício findo em 31.12.2010 e, encontrando-se corretos e em ordem, DECIDE submeter a matéria à deliberação da Assembléia Geral Ordinária dos Acionistas da Companhia.

Rio de Janeiro, 12 de maio de 2011.



MÁRCIO PEREIRA ZIMMERMANN
Presidente



JOSÉ DA COSTA CARVALHO NETO
Conselheiro



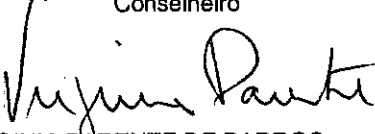
LINDEMBERG DE LIMA BEZERRA
Conselheiro



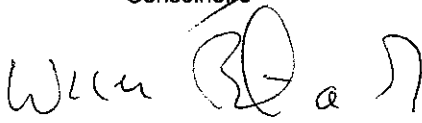
LUIZ SOARES DULCI
Conselheiro



JOSÉ ANTONIO CORRÊA COIMBRA
Conselheira



VIRGINIA PARENTE DE BARROS
Conselheira



WAGNER BITTENCOURT DE OLIVEIRA
Conselheiro



Eletrobras

**CONSELHO FISCAL
370ª Reunião**

12.05.2011

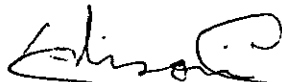
**PARECER DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
31.12.2010**

O Conselho Fiscal das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, no âmbito de suas atribuições legais e estatutárias, conheceu o Relatório da Administração e procedeu ao exame das Demonstrações Contábeis referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010, compostas do Balanço Patrimonial, da Demonstração do Resultado do Exercício, das Mutações do Patrimônio Líquido, dos Fluxos de Caixa e do Valor Adicionado e das Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis e seus anexos, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes, bem como se inteirou da proposta relativa à destinação do resultado do exercício.

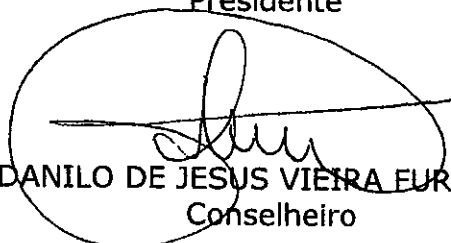
Considerando o trabalho de acompanhamento da Empresa desenvolvido pelo Conselho Fiscal ao longo do exercício, com base na análise da documentação apresentada, nas informações prestadas pelo Departamento de Contabilidade – DFC e no Parecer da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, que declara que as Demonstrações Contábeis representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, as posições patrimonial e financeira das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras em 31 de dezembro de 2010, o Conselho Fiscal da Eletrobras entende que as referidas Demonstrações Financeiras estão em condições de serem submetidas à deliberação da Assembléia Geral Ordinária de Acionistas da Empresa.

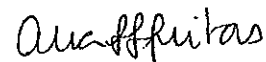
É de parecer, ainda, que a proposta da Administração da ELETROBRAS, relativamente à destinação do resultado do exercício de 2010, está amparada pelas disposições legais e societárias vigentes.

Rio de Janeiro, 12 de maio de 2011.


ÉDISON FREITAS DE OLIVEIRA
Presidente


CHARLES CARVALHO GUÊDES
Conselheiro


DANILO DE JESUS VIEIRA FURTADO
Conselheiro


ANA LUCIA DE PAIVA LORENA FREITAS
Conselheira

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL

Associação Civil sem Fins Lucrativos

CNPJ: 42.288.886/0001-60

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009

(Valores expressos em reais)

	2010	A.V. %	2009	A.V. %	A.H. %
ATIVO	148.098.827	100,0	159.271.364	100,0	(7,0)
CIRCULANTE	28.876.097	19,5	47.649.246	29,9	(39,4)
DISPONIBILIDADES (nota 3, pág.9)	17.865.657	12,1	36.024.962	22,6	(50,4)
Caixa	1.852	0,0	4.502	0,0	(58,9)
Bancos Conta Movimento	612.332	0,4	206.462	0,1	196,6
Aplicações Financeiras	17.251.473	11,7	35.813.998	22,5	(51,8)
CRÉDITOS, BENS E VALORES REALIZÁVEIS	11.010.440	7,4	11.624.284	7,3	(5,3)
Recursos Vinculados (nota 4, pág. 9)	4.438.952	3,0	5.967.659	3,7	(25,6)
Contas a Receber (notas 5, 5.1, 5.2 e 5.3, pág. 10, 11 e 12)	3.552.699	2,4	3.077.117	1,9	15,5
Despesas Pagas Antecipadamente	529.116	0,4	552.342	0,3	(4,2)
Adiantamentos e Antecipações	1.532.997	1,0	1.376.236	0,9	11,4
Outros Créditos	956.676	0,6	650.930	0,4	47,0
NÃO CIRCULANTE	119.222.730	80,5	111.622.118	70,1	6,8
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	3.649.501	2,5	3.283.693	2,1	11,1
Despesas Pagas Antecipadamente	122.176	0,1	156.272	0,1	(21,8)
Tributos e Contribuições a Recuperar (nota 7, pág. 13)	3.527.325	2,4	3.127.421	2,0	12,8
PERMANENTE	115.573.229	78,0	108.338.425	68,0	6,7
IMOBILIZADO (nota 8, pág. 13)	112.930.278	76,3	104.457.870	65,6	8,1
Em Operação	224.982.482	151,9	216.645.390	136,0	3,8
(-) Depreciação Acumulada	(167.186.568)	(112,9)	(159.950.514)	(100,4)	4,5
Em Processamento	55.134.364	37,2	47.762.994	30,0	15,4
INTANGÍVEL (nota 9, pág. 14)	2.642.951	1,7	3.880.555	2,4	(31,9)
Intangíveis	21.685.431	14,6	21.214.540	13,3	2,2
(-)Amortização Acumulada	(19.042.480)	(12,9)	(17.333.985)	(10,9)	9,9
PASSIVO	148.098.827	100,0	159.271.364	100,0	(7,0)
CIRCULANTE	63.152.661	42,6	34.371.495	21,6	83,7
Obrigações a Pagar (nota 11, pág. 15)	36.538.777	24,7	11.122.335	7,0	228,5
Impostos e Contribuições a Recolher	2.415.785	1,6	2.056.804	1,3	17,5
Empréstimos e Financiamentos (nota 12, pág. 15)	1.451.816	1,0	1.219.824	0,8	19,0
Provisões s/Folha de Pagamento (nota 13, pág. 16)	22.746.283	15,3	19.972.532	12,5	13,9
NÃO CIRCULANTE	48.270.081	32,6	67.524.063	42,4	(28,5)
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	48.270.081	32,6	67.524.063	42,4	(28,5)
Empréstimos e Financiamentos (nota 12, pág. 15)	17.710.016	12,0	16.564.981	10,4	6,9
Obrigações de Convênio (nota 14, pág. 16 e 17)	27.858.292	18,7	25.937.854	16,3	7,4
Provisões – Fundação Eletros (nota 10, pág. 14)	399.819	0,3	22.308.329	14,0	(98,2)
Provisões p/Contingências (nota 15, pág. 17)	2.301.954	1,6	2.712.899	1,7	(15,1)
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	36.676.085	24,8	57.375.806	36,0	(36,1)
Patrimônio Social	57.375.805	38,7	79.804.066	50,1	(28,1)
Superávit/Déficit do Exercício	(20.699.720)	(13,9)	(22.428.260)	(14,1)	(7,7)

Albert Cordeiro Geber de Melo
Diretor Geral

Paulo Tadeu Paes Alves
Contador – CRC RJ-096264/O-0

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL
Associação Civil sem Fins Lucrativos
CNPJ: 42.288.886/0001-60
DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009
(Valores expressos em reais)

	2010	A V.%	2009	A V.%	A.H.%
RECEITA OPERACIONAL	149.153.237	100	146.182.276	100	2,0
CONTRIBUIÇÃO ESTATUTÁRIA	127.084.940	85,2	121.630.115	83,2	4,5
ELETROBRAS	93.739.060	62,8	89.702.448	61,4	4,5
ASSOCIADOS	32.054.240	21,5	30.673.925	21,0	4,5
PARTICIPANTES	936.530	0,6	913.911	0,6	2,5
COLABORADORES	355.110	0,2	339.831	0,2	4,5
VINCULADA A PROJETOS	4.200.000	2,8	7.750.000	5,3	(45,8)
SERVIÇOS PRESTADOS (ver nota 16,pág.18)	17.868.297	12,0	16.669.608	11,4	6,8
OUTRAS RECEITAS	-	0,0	132.553	0,1	(100,0)
DESPESAS OPERACIONAIS	168.037.736	112,7	171.637.632	117,4	(2,1)
PESSOAL PERMANENTE (ver nota 17, pág.18)	109.866.694	73,7	119.100.400	81,5	(7,8)
SERVIÇOS DE TERCEIROS	18.529.678	12,4	16.625.344	11,4	11,5
DESPESAS GERAIS (ver nota 18, pág.19)	27.431.229	18,4	22.696.937	15,5	20,9
DESPESAS TRIBUTÁRIAS (ver nota 19,pág.19)	686.456	0,5	961.587	0,7	(28,6)
DEPRECIACÕES E AMORTIZAÇÕES	11.523.679	7,7	12.253.364	8,4	(6,0)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	(18.884.499)	(12,7)	(25.455.356)	(17,1)	(25,8)
RECEITAS FINANCEIRAS	3.187.103	2,1	4.314.679	3,0	(26,1)
JUROS/DESCONTOS	53.048	0,0	34.069	0,0	55,7
APLICAÇÕES FINANCEIRAS	2.681.198	1,8	3.898.234	2,7	(31,2)
VARIAÇÃO CAMBIAL	7.023	0,0	27.772	0,0	(74,7)
VARIAÇÃO MONETÁRIA	445.834	0,3	354.604	0,2	25,7
DESPESAS FINANCEIRAS	4.988.272	3,3	1.879.619	1,3	165,4
JUROS PAGOS OU INCORRIDOS	1.134.222	0,8	1.072.136	0,7	5,8
VARIAÇÃO CAMBIAL	22.671	0,0	6.851	0,0	230,9
VARIAÇÃO MONETÁRIA	3.800.133	2,5	774.014	0,5	391,0
DESPESAS BANCÁRIAS	31.246	0,0	26.618	0,0	17,4
RESULTADO FINANCEIRO	(1.801.169)	(1,2)	2.435.060	1,6	(174,0)
OUTRAS DESPESAS	(14.052)	0,0	592.036	0,4	(102,4)
SUPERAVIT/DEFICIT DO EXERCÍCIO	(20.699.720)	(13,9)	(22.428.260)	(15,3)	(7,7)

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL

Associação Civil sem Fins Lucrativos

CNPJ: 42.288.886/0001-60

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009

(Valores expressos em reais)

Descrição	2010	2009
ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Superávit (Déficit) do Exercício	(20.699.721)	(22.428.260)
Ajustes p/reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas operações:		
Depreciações e Amortizações	11.523.679	12.253.364
Variações Monetárias Líquidas	3.354.299	419.411
Perda (ganho) na Baixa de Bens do Ativo	10.019	73.322
Provisão (reversão) p/Fundo de Pensão Fundação Eletros	-	20.535.185
Provisão p/Contingências	383.590	(195.650)
Provisão p/Créditos de Liquidação Duvidosa	(210.212)	103.233
Subtotal	(5.638.346)	10.760.605
Aumento (redução) nos Ativos Operacionais		
Recursos Vinculados	1.528.707	6.655.371
Contas a Receber	(265.370)	(1.107.379)
Adiantamentos e Antecipações	(156.761)	(308.510)
Despesas Pagas Antecipadamente	57.322	(661.076)
Outros Créditos	(305.746)	(338.508)
	858.152	4.239.898
Aumento (redução) nos Passivos Operacionais		
Obrigações a Pagar	2.478.402	717.495
Tributos e Contribuições Sociais	358.981	261.485
PLR, Férias e 13º Salário a Pagar	2.773.751	2.809.233
Empréstimos e Financiamentos	(1.347.646)	(1.148.161)
	4.263.488	2.640.052
Caixa Proveniente das Atividades Operacionais	(516.706)	17.640.555
Depósitos Judiciais	(794.535)	196.993
Caixa Líquido das Atividades Operacionais	(1.311.241)	17.837.548
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTOS		
Passivo de Convênios	1.920.438	4.026.571
Caixa Líquido das Atividades de Financiamentos	1.920.438	4.026.571
ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS		
Aquisição de Ativo Imobilizado	(18.768.502)	(27.462.310)
Caixa Líquido das Atividades de Investimento	(18.768.502)	(27.462.310)
Aumento (redução) no Caixa e Equivalentes de Caixa	(18.159.305)	(5.598.191)
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Período	36.024.962	41.623.153
Caixa e Equivalentes de Caixa no Fim do Período	17.865.657	36.024.962
	(18.157.305)	(5.598.191)

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL

Associação Civil sem Fins Lucrativos

CNPJ: 42.288.886/0001-60

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009

(Valores expressos em reais)

Descrição	2010	2009
RECEITAS	149.684.073	147.320.840
CONTRIBUIÇÕES ESTATUTÁRIAS	127.084.940	121.630.115
CONTRIBUIÇÕES VINCULADAS A PROJETOS	4.200.000	7.750.000
SERVIÇOS PRESTADOS	18.424.829	17.239.588
OUTRAS RECEITAS	20.634	804.370
PROVISÃO/REVERSÃO DEVEDORES DUVIDOSOS	(46.330)	(103.233)
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS	44.182.800	38.471.497
SERVIÇOS DE TERCEIROS	18.529.678	16.625.344
MATERIAIS E DESPESAS DE IMPORTAÇÃO	1.892.149	2.079.339
VIAGENS	1.340.818	1.845.517
CONSERVAÇÃO E LIMPEZA	1.299.260	1.311.357
SEGURANÇA	1.542.672	1.417.964
REPRODUÇÃO E CÓPIAS	73.618	91.430
TRANSPORTES	4.481.154	4.315.806
COPA E RESTAURANTE	1.723.362	1.726.587
ENERGIA ELÉTRICA, TELEFONE, ÁGUAS E OUTROS	7.187.307	4.099.614
MANUTENÇÃO E REPAROS	1.808.464	1.168.493
BIBLIOTECA	1.709.254	1.818.407
CONDUÇÃO E REFEIÇÃO	400.571	367.355
CONGRESSOS, CURSOS E SEMINÁRIOS	1.519.854	1.013.102
SALDO DE CONVÊNIOS E DESPESAS LEGAIS E JUDICIAIS	198.497	9.808
CONTRIBUIÇÕES INSTITUCIONAIS	47.976	56.068
DESPESA COM PUBLICIDADE	303.185	346.263
DESPESAS DIVERSAS	124.981	179.043
VALOR ADICIONADO BRUTO	105.501.273	108.849.343
RETENÇÕES	11.907.269	12.057.714
DEPRECIAÇÃO E AMORTIZAÇÃO	11.523.679	12.253.364
PROVISÕES/REVERSÕES P/CONTINGÊNCIAS	383.590	(195.650)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE	93.594.004	96.791.629
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA	3.187.103	4.314.679
RECEITAS FINANCEIRAS	3.187.103	4.314.679
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	96.781.107	101.106.308
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	96.781.107	101.106.308
DESPESAS COM PESSOAL	109.866.694	119.100.400
IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES	1.242.988	1.531.567
ALUGUÉIS E SEGUROS	1.382.873	1.022.982
DESPESAS FINANCEIRAS	4.988.272	1.879.619
SUPERAVIT/DEFICIT DO EXERCÍCIO	(20.699.720)	(22.428.260)

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL

Associação Civil sem Fins Lucrativos

CNPJ: 42.288.886/0001-60

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO NO EXERCÍCIO DE 2010

(Valores expressos em reais)

COMPONENTES	PATRIMÔNIO	DOAÇÃO DE BENS	SUPERAVIT/DEFICIT ACUMULADO	TOTAL
Saldo em 31/12/2007	51.461.607	6.809	17.043.515	68.511.931
Superávit/Déficit Incorporado ao Patrimônio	17.043.515	-	(17.043.515)	-
Reserva por Doação de Bens Incorporada ao Patrimônio	6.809	(6.809)	-	-
Superávit / Déficit do Exercício	-	-	11.292.135	11.292.135
Saldo em 31/12/2008	68.511.931	-	11.292.135	79.804.066
Superávit/Déficit Incorporado ao Patrimônio	11.292.135	-	(11.292.135)	-
Reserva por Doação de Bens Incorporada ao Patrimônio	-	-	-	-
Superávit / Déficit do Exercício	-	-	(22.428.260)	(22.428.260)
Saldo em 31/12/2009	79.804.066	-	(22.428.260)	57.375.806
Superávit/Déficit Incorporado ao Patrimônio	(22.428.260)	-	22.428.260	-
Reserva por Doação de Bens Incorporada ao Patrimônio	-	-	-	-
Superávit / Déficit do Exercício	-	-	(20.699.720)	(20.699.720)
Saldo em 31/12/2010	57.375.806	-	(20.699.720)	36.676.086

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009. (Valores expressos em reais)

NOTA 1 – OBLETIVO DA SOCIEDADE

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL é uma Associação Civil sem Fins Lucrativos, que tem por objetivo promover uma infra-estrutura científica e de pesquisa visando ao desenvolvimento no País de tecnologia avançada no campo dos sistemas e equipamentos elétricos.

A Associação foi constituída em 17 de janeiro de 1974, respaldada na Resolução Eletrobras nº 950/73 de 27 de novembro de 1973 e Deliberação Eletrobras nº 190/73 de 14 de dezembro de 1973. A Associação tem como sede a cidade do Rio de Janeiro, sendo sua duração por tempo indeterminado.

NOTA 2 – PRINCIPAIS DIRETRIZES CONTÁBEIS

1 – DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS DE ACORDO COM AS NORMAS DA LEGISLAÇÃO SOCIETÁRIA:

A Associação, embora sem fins lucrativos, adota os princípios de contabilidade estabelecidos na Lei nº 6404/76 (Lei das Sociedades por Ações) e alterações promovidas pela Lei nº 11638/07 e pela Lei nº 11941/09. Seus principais procedimentos contábeis podem ser resumidos como se segue:

- a) As receitas e despesas são registradas com base no regime de competência;
- b) As aplicações financeiras figuram por seu valor aplicado, acrescido da remuneração auferida até a data do levantamento do Balanço;
- c) O Imobilizado está contabilizado pelo custo corrigido monetariamente até o exercício de 1995, de acordo com a legislação em vigor, deduzido da depreciação acumulada em conta específica, com base em taxas que levam em consideração a vida útil econômica dos bens. Os prazos de apropriação das despesas estão descritos na Nota 8;
- d) As provisões de férias e do 13º Salário são registradas com base nos art. 337 e 338 do Decreto nº 3000 de 26 de março de 1999;
- e) No Ativo Permanente, a conta de Projetos Tecnológicos, que fazia parte do grupo Diferido, passou a ser apresentada no grupo Intangível, em atendimento ao estabelecido na Lei nº 11638/07. Assim como passam a ser parte integrante destas Demonstrações Financeiras as Demonstrações de Fluxo de Caixa e do Valor Adicionado, conforme determina a nova redação do art. 188 da Lei nº 6404/76, alterado pela Lei nº 11638/07.

1.1 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS:

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações e na Comissão de Valores Mobiliários – CVM e incorporam as alterações trazidas pelas Leis nº 11638/07 e 11941/09.

Com o advento da Lei nº 11638/07, que atualizou a legislação societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das práticas adotadas no Brasil com aquelas constantes nas normas internacionais de contabilidade (“International Financial Reporting Standart – IFRS”), novas normas e pronunciamentos técnicos contábeis vêm sendo expedidos em consonância com os padrões internacionais de contabilidade pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC.

Durante 2009 foram emitidos vinte e seis novos pronunciamentos técnicos (CPCs) e doze interpretações técnicas (ICPCs) pelo CPC, aprovadas por Deliberações da CVM, para aplicação mandatória a partir de 2010.

Informações por Segmento

A administração da Associação entendeu ser irrelevante a informação por segmento, tendo em vista que o montante das receitas oriundas da prestação de serviços de análises e ensaios (R\$ 7.524.807) representar apenas 4,9% da Receita Operacional Bruta (R\$ 152.937.363). As demais receitas estão vinculadas às Contribuições Estatutárias e à carteira de Projetos Institucionais delas derivada.

2 – ALTERAÇÕES DA LEI Nº 9249/95:

A referida Lei, em seu art. 4º, veda a utilização da correção monetária a partir de exercício de 1996, inclusive para fins societários. Sendo assim, as informações estão apresentadas pela legislação societária, comparativamente com o exercício anterior, a valores históricos.

3 – ISENÇÕES:

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL é beneficiado pelos seguintes dispositivos legais:

Imposto de Renda:

Ato Declaratório nº 26 de 10/03/1976 – Receita Federal:

“Declara isenta do pagamento do Imposto de Renda o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, com endereço na Cidade Universitária – Ilha do Fundão, nesta capital, inscrita no Cadastro Geral de Contribuintes sob o número 42.288.886/0001-60, ficando a continuidade do favor fiscal condicionada no cumprimento das formalidades e obrigações constantes da Portaria Ministerial número GB-337 de 02 de setembro de 1969, e da Instrução Normativa número 2 de 12 de setembro de 1969 da Secretaria da Receita Federal”

Artigo 150 da Constituição Federal:

“Sem prejuízo de outras garantias asseguradas ao contribuinte, é vedado à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios: III – cobrar tributos: c) patrimônio, renda ou serviços dos partidos políticos, inclusive suas fundações, das entidades sindicais dos trabalhadores, das instituições de educação e de assistência social, sem fins lucrativos, atendidos os requisitos da lei”

Artigos 15 e 18 da Lei nº 9532/97:

“Consideram isentas as instituições de caráter filantrópico, recreativo, cultural e científico e as associações civis que prestem os serviços para os quais houverem sido instituídas e os coloquem à disposição do grupo de pessoas a que se destinam, sem fins lucrativos”

Artigo 174 do Decreto nº 3000 de 26/03/1999:

“Estão isentas as instituições de caráter filantrópico, recreativo, cultural e científico e as associações civis que prestem os serviços para os quais houverem sido instituídas e os coloquem à disposição do grupo de pessoas a que se destinam, sem fins lucrativos (Lei nº 9532/97, art. 15 e 18)”

Imposto sobre Importação e Produtos Industrializados:

Lei Federal nº 8010/90:

“Art. 1º - São isentas dos impostos de importações e sobre produtos industrializados e do adicional ao frete para a renovação da Marinha Mercante as importações de máquinas, equipamentos, aparelhos e instrumentos, bem como suas partes e peças de reposição, acessórios, matérias-primas e produtos intermediários, destinados a pesquisa científica e tecnológica. § 2º O disposto neste artigo aplica-se somente às importações realizadas pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), e por entidades sem fins lucrativos no fomento, na coordenação ou na execução de programas de pesquisa científica e tecnológica ou de ensino, devidamente credenciadas pelo CNPq”

Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços:

Convênio 104/89:

“Autoriza os Estados e o Distrito Federal a conceder isenção na importação de aparelhos, máquinas, equipamentos e instrumentos médico-hospitalares ou técnico-científicos laboratoriais, sem similar nacional, por órgãos ou entidades da administração pública, direta ou indireta, bem como fundações ou entidades beneficentes ou de assistência social, que preencham os requisitos previstos no art. 14 do Código Tributário Nacional”

4 – ALÍQUOTAS DIFERENCIADAS:

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL é beneficiado com alíquotas diferenciadas relativamente aos seguintes impostos e contribuições:

Imposto sobre Serviços:

Lei Complementar nº 116/2003 e Decreto Municipal nº 23753 de 02 de dezembro de 2003, do município do Rio de Janeiro:

“Art. 19 – O imposto será calculado aplicando-se sobre a base de cálculo as seguintes alíquotas: II – Alíquota específica: item 8 – Serviços prestados por instituições que se dediquem, exclusivamente, a pesquisa e gestão de projetos científicos e tecnológicos, por empresas juniores e empresas de base tecnológica instaladas em incubadoras de empresas: 3%”

Programa de Integração Social:

Medida Provisória nº 2158-35 de 2001, Art. 13 e 14; Decreto nº 4524 de 17/12/2002, Art. 9º, IV; e Decreto nº 5442 de 09/05/2005, Art. 1º:

“São contribuintes do PIS/PASEP incidente sobre a folha de pagamento de salários as associações civis que preencham as condições e requisitos do art. 15 da Lei nº 9532, de 1997. Essas entidades não são contribuintes do PIS incidente sobre o faturamento”

Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social:

Lei nº 9718 de 1998, Art. 3º; Medida Provisória nº 2158-35 de 2001, Art. 13 e 14; Decreto nº 4524 de 17/12/2002, Art. 9º e 46, II; e Decreto nº 5442 de 09/05/2005, Art. 1º:

“A contribuição não incide sobre as receitas relativas às atividades próprias das associações civis sem fins lucrativos, assim consideradas somente aquelas decorrentes de contribuições, doações, anuidades ou mensalidades fixadas por lei, assembleia ou estatuto, recebidas de associados ou mantenedores, sem caráter contraprestacional direto, destinadas aos seus custeio e ao desenvolvimento dos seus objetivos sociais. Há incidência sobre os rendimentos e ganhos de capital auferidos em aplicações financeiras de renda fixa ou de renda variável por essas pessoas jurídicas”

NOTA 3 – DISPONIBILIDADES

As Disponibilidades estão assim compostas:

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
Caixa	1.852	4.502
Bancos Conta Movimento	612.332	206.462
Aplicações Financeiras – Cepel	11.386.530	29.861.228
Aplicações Financeiras - Longdist	5.864.943	5.952.770
Total	17.865.657	36.024.962

NOTA 4 – RECURSOS VINCULADOS

Os recursos vinculados dos projetos encontram-se registrados em contas bancárias e aplicações financeiras específicas, sendo assim sua composição:

BANCOS CONTA VINCULADA

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
Recursos PROCEL	97	55
Recursos MME	557	41
Recursos MME-CRESESB	36	51
Recursos FINEP	30	255
Sub-Total	720	402

APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
Recursos PROCEL	306.706	440.522
Recursos MME	1.617.275	672.382
Recursos MME-CRESESB	1.396.190	1.923.346
Recursos FINEP	1.118.061	2.931.007
Sub-Total	4.438.232	5.967.257
Total	4.438.952	5.967.659

NOTA 5 – CONTAS A RECEBER

A composição das Contas a Receber está assim representada:

			<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
	Contribuições	Serviços Prestados	Totais	Totais
	Societárias			
Associados	-	891.346	891.346	1.183.558
Eletrobras	-	723.671	723.671	1.076.479
CHESF	-	54.095	54.095	-
Furnas	-	113.580	113.580	107.079
Colaboradores	-	435.832	435.832	63.222
Ligth	-	189.520	189.520	-
ONS	-	75.177	75.177	23.035
Eletronuclear	-	164.235	164.235	28.224
Petrobras-CENPES	-	6.900	6.900	11.963
Participantes	60.642	62.594	123.236	188.591
Clientes no exterior	-	200.719	200.719	201.687
Clientes nacionais	-	2.585.961	2.585.961	2.334.666
Total	60.642	4.176.442	4.237.094	3.971.724
(-) Provisão p/Perdas no Recebimento de Créditos			(684.395)	(894.607)
		Total	3.552.699	3.077.117

5.1 – CONTAS A RECEBER – PARTICIPANTES

			<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
Setor Elétrico	Contribuições	Serviços Prestados	Totais	Totais
	Societárias			
CEB	-	35.839	35.839	35.839
CEMIG	-	-	-	53.933
CERON	-	16.000	16.000	16.000
CESP	-	5.475	5.475	-
COELCE	60.642	-	60.642	60.642
CTEEP	-	-	-	3.000
ELETROPAULO	-	5.280	5.280	5.280
ENERGISA M. GERAIS	-	-	-	5.063
ENERGISA SERGIPE	-	-	-	8.834
Total	60.642	62.594	123.236	188.591

5.2 – CONTAS A RECEBER – VENCIDAS E A VENCER:

							<u>Dezembro/2010:</u>
	Até 30	De 30 a 59	De 60 a 89	De 90 a 179	A partir de	A vencer	Total
	dias	dias	dias	dias	180 dias		
CONTRIBUIÇÕES							
Associados	-	-	-	-	-	-	-
Colaboradores	-	-	-	-	-	-	-
Participantes	-	-	-	-	60.642	-	60.642
Subtotal	-	-	-	-	60.642	-	60.642
SERVIÇOS PRESTADOS							
Associados	-	-	-	-	869	890.477	891.346
Colaboradores	10.400	34.720	81.760	-	30.187	278.765	435.832
Participantes	-	-	-	-	57.119	5.475	62.594
Clientes no Exterior	19.840	-	14.280	40.360	71.535	54.704	200.719
Clientes Nacionais	221.687	75.722	3.773	26.062	610.069	1.648.648	2.585.961
Subtotal	251.927	110.442	99.813	66.422	769.779	2.878.069	4.176.452
Total	251.927	110.442	99.813	66.422	830.421	2.878.069	4.237.094

5.3 – PROVISÃO PARA PERDAS NO RECEBIMENTO DE CRÉDITOS:

Encontram-se registrados em conta de Provisão para Perdas no Recebimento de Créditos, os valores de R\$ 894.607 em 31/12/2009 e R\$ 684.395 em 31/12/2010. Os registros foram efetuados em conformidade com a Lei nº 9430/96, estando os valores discriminados abaixo:

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
IG – Construções Elétricas	-	14.725
Davnar do Brasil S/A	11.039	11.039
Etel Eletromecânica Ltda	-	8.353
IAFA Construções Elétricas Ltda	-	7.535
Saturno Montagens Elétricas Ltda	5.932	5.932
Eleto Blindados Ltda	-	5.179
Produtos Elétricos Ipanema Ltda	-	21.661
Inepar S/A	95.103	95.103
Inepar Hubbel Ltda	5.780	5.780
Laelc Indústria e Comércio Ltda	143.863	143.863
Tradis Ltda	-	6.370
Brasmap	-	15.650
Construção Remet	12.375	12.375
Cabelte	-	32.640
CEEL Chave	-	7.430
SISA	-	11.808
Telebrasil	22.864	22.864
Inepar S/A	107.857	107.857

Eleto Comercial	-	11.720
ICSA	-	37.700
Lemag	24.747	24.747
CAEG	-	6.132
Realflex	-	16.174
KVA Engenharia	35.000	35.000
Eleto Fittings	-	16.500
Alusa	-	35.000
Atuação Engenharia	83.500	83.500
The Nature Cons.	22.429	22.429
Formatel	5.429	5.429
Horusdiesel Ind.	-	3.181
Schahin	-	4.900
Roxpur Measurement	4.729	4.729
Wal-Mart Brasil	-	1.100
Nova las	3.412	3.412
Kcel Motores e Fios	-	6.237
Gamek-Gab	30.907	23.077
Energisa Minas Gerais	-	5.062
CELG	1.760	214
Indusoft Sistemas Ltda	12.200	12.200
CEB	35.839	-
Eletropaulo Metropolitana	5.280	-
Chalmit Lighting	8.750	-
Rotork Skilmatic	2.600	-
Coelco SRL Engenharia	3.000	-
Total	684.395	894.607

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída pela administração da Associação sobre os créditos que se encontram em atraso há mais de 180 dias, efetuando análise individualizada sobre o saldo a receber de cada cliente. Não é constituída provisão sobre as contribuições e créditos decorrentes de prestações de serviços a sócios, vencidas há mais de 180 dias, em função da Administração entender que estes créditos serão plenamente recebidos.

NOTA 6 – ADIANTAMENTOS E ANTECIPAÇÕES

A sua composição está assim representada:

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
Adiantamentos p/despesas e viagens	3.391	7.943
Adiantamentos de Férias	1.477.113	1.358.345
Adiantamentos a Terceiros	-	280
Outros Adiantamentos	52.492	9.668
Total	1.532.996	1.376.236

NOTA 7 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

Os valores de **R\$ 3.527.326** registrados neste título do Ativo Realizável a Longo Prazo em 31/12/2010 e de **R\$ 3.127.421** em 31/12/2009, referem-se a COFINS recolhida no período de fevereiro a junho de 1999, tendo em vista decisão da SRRF/7ª RFnº 2/2/99. Tramita processo administrativo requerendo o reconhecimento do crédito. Este valor está sendo atualizado mensalmente pela variação da Taxa SELIC.

NOTA 8 – ATIVO IMOBILIZADO

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
IMOBILIZADO EM OPERAÇÃO	224.982.482	216.645.390
Terrenos	409.424	409.424
Edificações	59.472.929	59.472.929
Benfeitorias	24.554.264	23.275.879
Equipamentos	126.076.412	118.863.289
Equipamentos FINEP	8.452.466	8.452.466
Equipamentos MME	997.765	1.096.633
Equipamentos PROCEL	34.597	12.997
Móveis e Utensílio	2.786.019	2.725.614
Veículos	700.970	730.710
Bens em Comodato	853.165	853.165
Outras Imobilizações	644.471	752.284
IMOBILIZADO EM ANDAMENTO	55.134.364	47.762.994
Equipamentos em Importação	47.682.538	43.985.932
Aquisições em Processamento	7.451.826	3.777.062
Total	280.116.846	264.408.384
(-) Depreciações / Amortizações	(167.186.568)	(159.950.514)
Valor Líquido	112.930.278	104.457.870

Redução ao Valor Recuperável de Ativos

A Associação aplicou o teste para mensuração do valor recuperável em algumas contas do Ativo Permanente, o que resultou na baixa das contas de Biblioteca e Direitos de Uso. Durante o exercício de 2011, a Associação prosseguirá aplicando os testes para mensuração do valor recuperável, a fim de assegurar que os Ativos não estejam registrados por valor superior àquele passível de ser recuperado.

NOTA 9 – ATIVO INTANGÍVEL

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
Projetos Tecnológicos	6.459.514	6.459.514
Marcas e Patentes	755.752	689.448
Logiciais (Software)	14.470.165	13.986.387
Direitos de Uso	-	79.191
Total	21.685.431	21.214.540
 (-) Amortizações Acumuladas	 (19.042.480)	 (17.333.985)
Valor Líquido	2.642.951	3.880.555

A conta Projetos Tecnológicos do Ativo Intangível resultou do trabalho de levantamento dos bens intangíveis, tendo seu saldo sido transferido da conta Projetos, que fazia parte do grupo de Imobilizado em Processamento do Ativo Imobilizado, em 2005. O critério para a determinação do tempo de vida útil em cinco anos para os Projetos Tecnológicos decorre da estimativa do tempo pelo qual tais projetos estarão gerando fluxo de caixa para o CEPEL. O tempo de vida útil foi utilizado para o cálculo das amortizações, a partir do exercício de 2006.

As demais contas do Ativo Intangível foram reclassificadas do Ativo Imobilizado, sendo amortizadas no prazo de dez anos, a exceção da conta Logiciais cujo saldo se amortizará em cinco anos.

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis da Comissão de Valores Mobiliários – CVM emitiu pronunciamento quanto ao tratamento dos Intangíveis das entidades para atendimento a Lei nº 11941/09, o CPC 04. Seguindo o disposto no referido pronunciamento a Associação promoveu, neste exercício de 2010, a baixa dos itens constantes da conta Direitos de Uso, registrando em contas de Resultado seus eventuais valores residuais.

NOTA 10 – PLANO DE SUPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL é patrocinador da Fundação Eletrobras de Seguridade Social – ELETROS, que assegura a seus participantes e dependentes benefícios complementares aos da previdência oficial básica. Um dos planos oferecidos através da ELETROS é de benefício definido (BD), sendo o regime de capitalização adotado conforme as reavaliações atuariais. No exercício de 2006, por força do Ofício SPC/DETEC/CGAT nº 1004 de 29/03/2006, bem como pelo seu Termo de Adesão, o CEPEL implementou o Plano de Contribuição Definida – CD ELETROBRAS, e, a partir de abril daquele ano, a adesão e migração foi aberta aos empregados participantes do Fundo.

As contribuições efetuadas pelo CEPEL a ELETROS totalizaram R\$ 6.112.446 em 2010, sendo que em 2009 as contribuições totalizaram R\$ 5.231.046.

Encontra-se provisionado no Passivo, grupo dos Exigíveis a Longo Prazo, o valor de R\$ 222.737 a título de Diferenças Matemáticas de Aposentadorias Especiais – SB40. Neste mesmo grupo, encontra-se também provisionado o valor de R\$ 177.082 a título de Dotação Adicional para Desbloqueio da Média do Salário Real de Contribuição de participante aposentado. Estas provisões basearam-se em correspondência da ELETROS, seguindo providências para a celebração de contrato para seu financiamento.

O valor provisionado no exercício de 2009, relativo ao aporte decorrente das diferenças de reservas matemáticas e contribuições previdenciárias, relativas à migração do Plano BD para o Plano CD dos empregados participantes bloqueados em seus salários reais de contribuição, que aderiram ao novo Plano até 05/05/2009, conforme Resolução de Diretoria RES 170/2009, no montante de R\$ 22.938.040, atualizado até 28/12/2010, foi plenamente quitado pela Associação neste exercício de 2010.

NOTA 11 – OBRIGAÇÕES A PAGAR

As Obrigações da Associação estão assim classificadas:

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
Fornecedores	5.671.372	3.966.632
Salários a Pagar	2.646.755	2.494.125
Encargos Sociais	2.195.801	1.934.392
Pensões Judiciais	101.502	90.872
Contribuições e Amortização Eletros	2.675.687	2.423.765
Outras Contas a Pagar	23.247.660	212.549
Total	36.538.777	11.122.335

NOTA 12 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

O CEPEL tem celebrado com a Fundação Eletros os seguintes contratos de financiamento:

CONTRATOS	PRAZO	VALOR CONTRATADO	MOEDA
Eletros CF 011/05(atual 17A/06)	2005/2020	12.763.537	R\$
Eletros CF 012/05(atual 16A/06)	2005/2020	2.894.071	R\$
Eletros CF 015/06	2006/2021	2.774.247	R\$
Eletros CF 018/10	2010/2025	1.625.370	R\$

Todos os contratos de financiamento são atualizados pelos encargos e variações monetárias, conforme variação anual do INPC (Índice Nacional de Preços ao Consumidor) do IBGE, mais juros de 6% ao ano. Os saldos, em 31/12/2010 e em 31/12/2009, estão assim registrados:

CONTRATOS	<u>Dezembro/2010:</u>		<u>Dezembro/2009:</u>	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo
Eletros CF 011/05(atual 17A/06)	967.111	11.103.421	867.712	11.408.265
Eletros CF 012/05(atual 16A/06)	219.288	2.517.646	196.749	2.586.767
Eletros CF 015/06	189.236	2.515.563	155.363	2.569.949
Eletros CF 018/10	76.181	1.573.386	-	-
Total	1.451.816	17.710.016	1.219.824	16.564.981

NOTA 13 – PROVISÕES SOBRE A FOLHA DE PAGAMENTO

As provisões efetuadas sobre a Folha de Pagamento têm a seguinte composição:

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
Provisão de Férias	13.134.534	11.709.725
Provisão de Prêmio de Metas	9.611.749	8.262.807
Total	22.746.283	19.972.532

NOTA 14 – OBRIGAÇÕES DE CONVÊNIOS

O saldo das Obrigações de Convênio, registradas no Passivo Exigível a Longo Prazo, em 31/12/2010 e em 31/12/2009, tem a seguinte composição:

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
Convênio FINEP – 22.01.0560-00	8.142.023	8.142.023
Convênio FINEP – AUTO AP4	908.370	908.370
Convênio MME – Matriz Energética	302.148	511.168
Convênio FINEP – LONGDIST	15.970.882	15.771.373
Convênio MME – Perdas II	9.412	150.075
Convênio Cepel – FDT – PROCEL – SMDH	473.733	454.845
Convênio FINEP/ADINPE	434.439	-
Convênio FINEP/CONTERAIOS	270.000	-
Convênio MME/EATCA	9.356	-
Convênio MME/PSTD	1.337.929	-
Total	27.858.292	25.937.854

O Convênio FINEP nº 22.01.0560-00 tem como objetivo a execução do projeto “Recapacitação da estrutura laboratorial do Cepel para atendimento de novas linhas de P&D e ensaios de eficiência energética”, tendo sido assinado em 18 de dezembro de 2001 com vigência de 24 meses, onde o Cepel fica obrigado a prestar contas anualmente até o dia 28 de fevereiro dos anos subseqüentes. A homologação de seu encerramento e quitação segue pendente na FINEP.

O Convênio FINEP AUTO AP 4, de nº 2729/04, que tem como objeto a “capacitação de segurança e equipamentos eletro-eletrônicos”, foi assinado em 23 de dezembro de 2004 com vigência de até 24 meses, onde o Cepel fica obrigado a prestar contas em sessenta dias contados da data do término da vigência, conforme previsto na Instrução Normativa 01/97-STN. A prestação foi efetuada em março de 2008 e sua homologação segue pendente.

O Convênio MME-Matriz Energética, de nº 037/2005-MME, que tem como objeto o “desenvolvimento de metodologia e protótipo computacional para aprimorar a representação e interação do modelo de oferta de energia elétrica com os modelos de oferta dos demais setores nos estudos de projeção da Matriz Energética Nacional”, foi assinado em 23 de dezembro de 2005 com vigência de 24 meses. O prazo para prestação de contas é de sessenta dias após o término da vigência, conforme previsto na Instrução Normativa 01/97-STN. A vigência deste Convênio foi prorrogada até dezembro de 2010.

O Convênio FINEP-LONGDIST nº 01.06.0962.00 tem por objeto “o Desenvolvimento de Tecnologias de Linhas de Transmissão de Energia Elétrica a Longas Distâncias”, tendo sido assinado em 16 de dezembro de 2006 com vigência de

36 meses e com prazo de sessenta dias, após o término da vigência, para a prestação de contas. A vigência deste Convênio foi prorrogada até dezembro de 2011.

O Convênio MME-Perdas II nº 03/008/2007 tem por objeto “a Elaboração de Estudos para a Análise das Perdas de Potência nos Sistemas de Transmissão na Rede Básica”, tendo sido assinado em 24 de dezembro de 2007 com vigência de 24 meses. É de sessenta após término da vigência o seu prazo para prestação de contas. A vigência deste Convênio foi prorrogada até dezembro de 2011.

O Convênio FDT-PROCEL-SMDH nº ECV 256/2007, que tem como objeto “a Implementação de um Sistema Móvel para Diagnósticos Hidroenergéticos”, foi assinado em 28 de dezembro de 2007 com vigência de 36 meses, onde o seu prazo para prestação de contas é de trinta dias após o término da vigência, conforme previsto no Manual de Prestação de Contas do PROCEL.

O Convênio FINEP-ADINPE nº 03/003/2009, que tem como objeto a “Atualização do Atlas Eólico Brasileiro”, foi assinado em 27 de novembro de 2007 com vigência de trinta meses. O seu prazo para prestação de contas é de sessenta dias após o término da vigência, conforme Portaria Interministerial nº 127 de 29 de maio de 2008.

O Convênio FINEP-CONTERAIOS...

O Convênio MME-EATCA nº 706321/2009 tem por objeto “a análise dos problemas e possíveis soluções que permitam viabilizar tecnicamente a transmissão em Extra Alta Tensão em corrente alternada”, tendo sido assinado em 22 de dezembro de 2009 com vigência de 24 meses. O seu prazo para prestação de contas é de sessenta dias após o término da vigência, conforme Instrução Normativa 01/97-STN.

O Convênio MME-PSTD nº 03/004/2009 tem por objeto o “apoio ao desenvolvimento tecnológico do setor de energia, em particular, quanto às fontes alternativa solar e eólica e à eficiência energética”, tendo sido assinado em 22 de dezembro de 2009 com vigência de 24 meses. O seu prazo para prestação de contas é de sessenta dias após o término da vigência, conforme Instrução Normativa 01/97-STN.

Atendendo à orientação do CFC (Conselho Federal de Contabilidade), os Convênios estão registrados em contas de Obrigações de Convênios, no Passivo Exigível a Longo Prazo.

NOTA 15 – CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS E FISCAIS

A Associação enfrenta diversos processos de ações trabalhistas em curso na Justiça do Trabalho, em variados estágios de julgamento. Com base na análise individual de tais processos e tendo como suporte os prognósticos de nossa Consultoria Jurídica, foram efetuadas as Provisões para Contingências Trabalhistas. Registradas no Passivo Exigível a Longo Prazo, elas representam o provável revés nesses processos. Os valores da Provisão estão apresentados nas Demonstrações Financeiras dos exercícios de 2009 e 2010, líquidos dos Depósitos Recursais, conforme quadro abaixo.

Apesar da interposição dos pertinentes instrumentos de recurso, estão, também, provisionadas Contingências oriundas de Ações Fiscais iniciadas pela Secretaria Municipal de Fazenda do Rio de Janeiro e da Secretaria da Receita Federal, conforme abaixo:

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
Provisão para Contingências Trabalhistas	5.310.540	4.852.028
(-) Depósitos Recursais	3.159.708	(2.048.024)
(-) Bloqueios por Ordem Judicial	-	(317.149)
Contingências Trabalhistas Líquidas	2.150.832	2.486.855
Provisão para Contingências Fiscais	151.122	226.044
Total de Contingências Trabalhistas e Fiscais	2.301.954	2.712.899

A Associação enfrenta, também, processos de ações trabalhistas que apresentam grau de risco médio, de acordo com análise da Consultoria Jurídica. Os valores estimados de tais processos são:

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
Contingências Trabalhistas de Grau Médio	495.452	494.537

NOTA 16 – RECEITAS OPERACIONAIS

A Receita com Prestação de Serviços está apresentada na Demonstração do Resultado do Exercício líquida de deduções, as quais têm a seguinte composição:

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
Receita de Prestação de Serviços	18.465.320	17.284.417
(-) Devoluções e Abatimentos	(40.491)	(44.829)
(-) Impostos	(556.532)	(569.980)
Receita Líquida de Prestação de Serviços	17.868.297	16.669.608

NOTA 17 – DESPESAS COM PESSOAL PERMANENTE

As Despesas com Pessoal Permanente estão assim classificadas:

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
Remunerações	69.392.193	60.915.485
Benefícios Sociais	16.680.381	36.632.698
Encargos Sociais	23.686.245	21.000.179
Quitações Trabalhistas	107.875	552.038
Total	109.866.694	119.100.400

As despesas com os Benefícios Sociais que a Associação proporciona a seus empregados têm a seguinte composição:

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
Contribuições p/Fundação Eletros	6.112.446	25.766.231
Seguro de Vida	2.085.700	1.595.749
Taxa de Administração – Fundação Eletros	183.142	148.745
Plano de Garantia de Renda Mínima Global	225.003	256.555
Complementação Salarial	545.999	374.457
Despesas Médicas	6.405.281	5.768.509
Auxílio Creche	979.704	785.504
Bolsas de Estudos	61.472	63.323
Auxílio Funeral	8.296	3.625
Estímulo Migração Plano CD	-	1.870.000
Prorrogação da Licença Maternidade	73.338	-
Total	16.680.381	36.632.698

NOTA 18 – DESPESAS GERAIS

Esta rubrica está composta conforme abaixo:

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
MATERIAIS	1.865.781	2.023.856
VIAGENS	1.340.818	1.845.517
ALUGUEIS E SEGUROS	1.382.873	1.022.982
SERVIÇOS PERMANENTES	9.120.065	8.863.144
Conservação e Limpeza	1.299.260	1.311.357
Segurança	1.542.672	1.417.964
Reprodução e Cópias	73.618	91.430
Transporte	4.481.154	4.315.806
Copa e Restaurante	1.723.361	1.726.587
UTILIDADES E SERVIÇOS	8.995.771	5.268.106
Energia Elétrica	3.143.449	3.059.454
Telefone, Água e Outros	4.043.858	1.040.160
Manutenção e Reparos	1.808.464	1.168.492
BIBLIOTECA	1.709.254	1.818.407
OUTROS	3.016.667	1.854.925
Condução e Refeição	400.571	367.355
Congressos, Cursos e Seminários	1.519.854	1.013.102
Despesas de Importação	26.369	55.483
Legais e Judiciais	26.318	9.808
Saldo de Convênio	172.179	-
Contribuições Institucionais	47.976	56.068
Publicidade Legal	59.318	50.787
Publicidade Mercadológica	197.997	228.839
Publicidade Institucional	45.870	66.637
Perdas com Títulos Incobráveis	256.542	-
Provisão Cont. Trabalhistas/Dev. Duvidosos/Fiscais	173.378	(92.416)
Despesas Diversas	90.295	99.262
Total	27.431.229	22.696.937

NOTA 19 – DESPESAS TRIBUTÁRIAS

Esta rubrica está composta conforme abaixo:

	<u>Dezembro/2010:</u>	<u>Dezembro/2009:</u>
Imposto de Renda s/ Aplicações Financeiras	530.230	783.672
IPTU	8.008	7.675
IPVA	10.035	14.601
IOF	2.229	380
COFINS	94.052	145.460
Outros Impostos e Taxas	41.902	9.799
Total	686.456	961.587

NOTA 20 – OUTROS EVENTOS

SEGUROS:

O seguro patrimonial é composto por seis ramos: Riscos Nomeados, Riscos Diversos Equipamentos Próprios, Auto RCF, Transporte Nacional, Transporte Internacional Importação e Transporte Internacional Exportação. As três primeiras apólices têm seus prêmios fixos e montam o valor de R\$ 252.317,00 com pagamentos em cinco parcelas mensais e iguais. As demais apólices de Transportes têm seus prêmios variáveis calculados através de averbações mensais, conforme a movimentação dos bens/equipamentos.

O valor em risco originalmente contratado é da ordem de R\$ 217.645.000,00 e o limite máximo de indenização é de R\$ 60.055.000,00. Na composição do valor em risco, as unidades Ilha do Fundão e Adrianópolis respondem na proporção de 28% e 72% respectivamente. Na composição do Limite Máximo de Indenização, o valor está unificado em ambos os locais de risco.

REMUNERAÇÕES:

Conforme determinado no Art. 3º do Decreto nº 95.524/87, a Associação informa que os valores da menor e maior remuneração, praticadas em 31/12/2010, são de R\$ 1.998,88 e de R\$ 28.993,29. Estes valores incluem salários e adicionais.

TREINAMENTO E DESENVOLVIMENTO:

Além dos benefícios descritos na nota 16, a Associação vem desenvolvendo e ampliando mecanismos e recursos para garantir a melhoria contínua das competências de seus empregados. Em 2010 o valor investido em Treinamento e Desenvolvimento totalizou R\$ 1.519.854, gerando oportunidades para 315 colaboradores, que representa 63% do quadro, o que se traduziu em 13.910 horas de atividades.

NOTA 20 – PATENTES

Os processos de registros de patentes pendentes e já registradas junto ao INPI estão demonstrados a seguir:

PATENTES CONCEDIDAS:

- | | | |
|----|--------------|--|
| 1. | PI-9303035-0 | Medidor óptico de corrente e processo de medição utilizando-se um medidor óptico de corrente |
| 2. | PI-9404101-6 | Medidor eletrônico polifásico de energia elétrica para medição direta de altas correntes |
| 3. | DI-5400018-1 | Caixa para medidor de energia elétrica |
| 4. | DI-5401129-9 | Configurações aplicadas em invólucro para um medidor de grandezas elétricas |
| 5. | PI-9202095-0 | Sistema e processo para medição do consumo de energia elétrica referente a uma pluralidade de consumidores |
| 6. | PI-9400084-0 | Processo de medição e medidor elétrico para faturamento de consumo elétrico a partir de uma rede elétrica |
| 7. | CI-9400084-0 | Medidor Elétrico para faturamento de consumo elétrico a partir de uma rede elétrica |

8. PI-9502486-7 Circuito eletrônico de sinalização apropriado para acoplamento a um circuito lógico de um equipamento energizado, processo e uso empregando referido circuito
9. PI-9611603-0 Linha de transmissão de energia elétrica com dispositivos de proteção contra sobretensões causadas por relâmpagos
10. PI-0002965-3 Processo de sintetização para a produção de supercondutores cerâmicos através da técnica pó-em-tubo
11. PI-9803178-3 Dispositivo para proteção contra os riscos de eletrocussão ocasionados pelo abaixamento de linhas aéreas de média e baixa tensão e sistema de sustentação de linhas aéreas de distribuição de energia
12. DI-6704136-1 Configuração Aplicada em Espaçador de Linhas Conductoras de Eletricidade

PATENTES DEPOSITADAS:

13. PI-9803488-0 Sistema de Telecomando para controle remoto de cargas elétricas
14. PI-9902611-2 Processo de identificação dos consumidores fraudadores em uma rede de distribuição de energia elétrica numa determinada região, e sistema e processo de determinação da existência de condutores escondidos que não passam por um medidor de energia elétrica
15. PI-0002430-9 Medidor de energia elétrica e alojamento para um medidor de energia elétrica
16. PI-0002109-1 Sistema e método de detecção de adulterações / anomalias em medidores de energia elétrica e medidor que utiliza este sistema
17. PI-0201927-2 Transformador de corrente resistente a intempéries e a choques mecânicos
18. PI-0102256-3 Método de Suporte, fixação e conexão para uma unidade de medição, constituinte de um sistema de medição centralizada instalada em postes da rede de distribuição de baixa tensão, equipamento para implementar o método, e métodos de compensação de perdas e de disponibilização de informação de consumo
19. PI-0602081-0 Disco Isolador Antipoluição.
20. PI-0703417-2 Sistema Eletrônico de Monitoração Individualizada de Consumos e Método de Monitoramento Individualizado de Consumos em um Sistema de Medição Centralizada
21. PI-0705108-5 Sistema e Método de Avaliação de Buchas Capacitivas
22. PI-0800367-0 Dispositivo para o Estabelecimento de Contato Elétrico em Circuitos de Alta Tensão
23. PI-0801469-8 Sistema de Automonitoramento Individualizado para Transformadores em Instalações de Medição de Energia e Método de Automonitoramento e Diagnóstico de Transformadores em Instalações de Medição de Energia
24. PI-0803730-2 Dispositivo Isolante de Sustentação e de Proteção de Linhas
25. PI-0802154-6 Sistema de Medição e Avaliação de Transformadores de Potência Energizados Através de Resposta em frequência

- 26. PI-0905866-4 Robô para inspeção de cabos condutores
- 27. S/Nº Sistema de Monitoramento de Descargas Parciais

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos
Administradores e Diretoria do
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL

Examinamos as demonstrações financeiras do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2010 e de 2009 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para os exercícios findos naquelas datas, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A administração da Entidade é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Entidade para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Entidade. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos
Administradores e Diretoria do
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL

Opinião sobre as demonstrações financeiras individuais

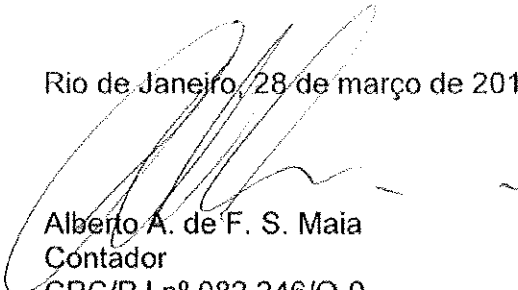
Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira financeiras do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL em 31 de dezembro de 2010 e em 2009, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações do valor adicionado, referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e em 2009, cuja apresentação é facultativa para esta Entidade. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto..

Rio de Janeiro, 28 de março de 2011




Alberto A. de F. S. Maia
Contador
CRC/RJ nº 082.246/O-0
Opinião Auditores Independentes
CRC/SP nº 021.490/O – T – RJ

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os Membros do Conselho Fiscal do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, reunidos em sua 1ª Primeira Reunião do Exercício de 2011, bem como em cumprimento nos dispostos aos itens II e VII do Artigo 163, da Lei nº 6.404, de 15/12/1976, declaram que examinaram o Balanço Patrimonial, Demonstrações dos Resultados, da Mutação do Patrimônio Líquido, do Fluxo de Caixa e do Valor Adicionado, do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2010 e as correspondentes Notas Explicativas relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010. Concluem, louvados no Parecer da OPINIÃO – Auditores Independentes, datado de 28 de março de 2011, que as mesmas obedecem aos dispositivos legais e regulamentares e estão em condi es de serem apreciadas pelo Conselho Deliberativo e aprovadas pela Assembléia Geral do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

Rio de Janeiro, 14 de abril de 2011




Antonio Luiz Bergamo do Bomfim
Presidente
ELETROBRAS




Carol Sampaio Diogo de Siqueira



Paulo Afonso de Oliveira Maciel
CHESF



Rubens Aderval Pinto Ramiro
CERON



Fernanda Baptista de Oliveira
ONS



Carteira de Renda Fixa	Carteira Própria ALM	Carteira Própria Estratégica	Carteira Inflação BD	Carteira Inflação CDCV	Votorantim Geribá	Bradesco Ipanema	Alfa Itaipava	Itaú Multimercado	Carteira Consolidada	Participação %
Títulos Privados	170.661.474,68	-	36.449.315,79	35.288.217,55	219.427.068,42	151.290.370,27	276.448.054,64	-	889.564.501,35	45,57%
CDB	-	-	-	-	92.988.311,47	86.593.386,04	85.905.729,32	-	265.487.426,83	13,60%
Banco Bradesco	-	-	-	-	45.489.529,95	54.393.820,02	44.724.200,13	-	144.607.550,10	7,41%
Banco Itaú	-	-	-	-	47.498.781,51	32.199.566,03	41.181.529,19	-	120.879.876,73	6,19%
Debêntures	20.642.250,24	-	-	-	126.438.756,95	64.696.984,22	190.542.325,32	-	402.320.316,74	20,61%
Ambev	-	-	-	-	6.266.788,66	13.909.008,32	6.154.785,62	-	26.330.582,59	1,35%
Amil	-	-	-	-	-	-	24.589.729,06	-	24.589.729,06	1,26%
CBD - Pão de Açúcar	-	-	-	-	16.846.673,87	-	-	-	16.846.673,87	0,86%
Cemig	20.019.384,26	-	-	-	-	-	14.942.415,87	-	34.961.800,13	1,79%
CSN	-	-	-	-	-	-	16.637.777,46	-	16.637.777,46	0,85%
Copel	-	-	-	-	-	18.641.137,07	-	-	18.641.137,07	0,95%
CPFL Piratininga	-	-	-	-	6.454.371,94	-	6.347.474,06	-	12.801.846,00	0,66%
FG TRUST	608.209,92	-	-	-	-	-	-	-	608.209,92	0,03%
Intervias	-	-	-	-	16.480.335,47	-	-	-	16.480.335,47	0,84%
Itaú Leasing	-	-	-	-	-	-	51.524.713,31	-	51.524.713,31	2,64%
Lojas Americanas	-	-	-	-	16.712.121,12	-	-	-	16.712.121,12	0,86%
Tele Norte Leste	-	-	-	-	6.337.291,69	13.973.493,64	6.224.028,59	-	26.534.813,92	1,36%
Eletropaulo	-	-	-	-	-	-	16.481.256,01	-	16.481.256,01	0,84%
Vale do Rio Doce	14.656,06	-	-	-	23.242.524,26	18.173.345,19	22.850.068,77	-	64.280.594,29	3,29%
Tractebel	-	-	-	-	-	-	24.790.076,59	-	24.790.076,59	1,27%
Usiminas	-	-	-	-	34.098.649,94	-	-	-	34.098.649,94	1,75%
Letras Financeiras	-	-	36.449.315,79	35.288.217,55	-	-	-	-	71.737.533,34	3,67%
Banco Itaú	-	-	36.449.315,79	35.288.217,55	-	-	-	-	71.737.533,34	3,67%
Letras Hipotecárias	150.002.316,65	-	-	-	-	-	-	-	150.002.316,65	7,68%
Caixa Econômica Federal	150.002.316,65	-	-	-	-	-	-	-	150.002.316,65	7,68%
Caderneta de Poupança	16.907,79	-	-	-	-	-	-	-	16.907,79	0,00%
Banco do Brasil	16.907,79	-	-	-	-	-	-	-	16.907,79	0,00%
Fundos	-	-	-	-	1.538.630,55	-	12.823.668,42	38.515.212,96	52.877.511,93	2,71%
BMG VI	-	-	-	-	1.538.630,55	-	-	-	1.538.630,55	0,08%
BMG 8 Senio	-	-	-	-	-	-	12.823.668,42	-	12.823.668,42	0,66%
Estruturados	-	-	-	-	-	-	-	38.515.212,96	38.515.212,96	1,97%
Títulos Públicos	665.560.679,45	56.233.495,21	-	-	52.922.851,05	135.848.967,03	99.164.735,14	-	1.009.730.727,89	51,72%
Operações Compromissadas	-	-	-	-	52.922.851,05	135.848.967,03	99.164.735,14	-	287.936.553,23	14,75%
Notas do Tesouro Nacional B - IPCA	321.990.993,80	56.233.495,21	-	-	-	-	-	-	378.224.489,01	19,37%
Notas do Tesouro Nacional C - IGPM	343.569.685,65	-	-	-	-	-	-	-	343.569.685,65	17,60%
Caixa	-	-	-	-	-3.932,24	-13.081,11	-12.924,57	-	-29.937,93	0,00%
Caixa	-	-	-	-	-12.566,46	906,62	1.537,52	-	-10.122,31	0,00%
Valores a Rec/Pag	-	-	-	-	8.634,21	-13.987,73	-14.462,10	-	-19.815,61	0,00%
Consolidado	836.222.154,13	56.233.495,21	36.449.315,79	35.288.217,55	273.884.617,78	287.126.256,19	388.423.533,63	38.515.212,96	1.952.142.803,24	100,00%
Participação na Carteira	42,84%	2,88%	1,87%	1,81%	14,03%	14,71%	19,90%	1,97%	100,00%	

Carteira de Renda Variável	Carteira Asset	Ações Especiais	Credit Suisse	Carteira Consolidada	Participação %
Ações	268.174.936,28	4.172.705,62	55.316.407,72	327.664.049,62	100,10%
Novo Mercado	49.773.939,93	-	10.796.088,05	60.570.027,98	18,50%
AMIL ON	2.433.292,23	-	-	2.433.292,23	0,74%
BR MALLS PARON	5.290.442,26	-	-	5.290.442,26	1,62%
BRASILON EJ NM	-	-	1.469.023,04	1.469.023,04	0,45%
BRF FOODS ON NM	3.657.136,48	-	-	3.657.136,48	1,12%
CCR RODOVIAS ON NM	1.242.004,89	-	3.391.958,20	4.633.963,09	1,42%
COSAN ON NM	-	-	2.009.449,96	2.009.449,96	0,61%
CYRELA REALTON NM	3.549.603,60	-	-	3.549.603,60	1,08%
ENERGIAS BRON NM	1.862.885,89	-	-	1.862.885,89	0,57%
HYPERMARCAS SA	8.809.683,81	-	-	8.809.683,81	2,69%
LLX LOG	-	-	69.540,77	69.540,77	0,02%
LOJAS RENNERON NM	1.606.890,06	-	1.406.028,80	3.012.918,87	0,92%
MRV ENGENHARIA E PART	-	-	1.910.117,87	1.910.117,87	0,58%
OGX PETROLEO ON	8.519.892,41	-	-	8.519.892,41	2,60%
PDG REALTON NM	7.409.512,24	-	539.969,41	7.949.481,65	2,43%
ROSSI RESIDON NM	1.246.586,28	-	-	1.246.586,28	0,38%
TRACTEBELON NM	4.146.009,77	-	-	4.146.009,77	1,27%
Nível 2	1.020.989,94	-	17.788,59	1.038.778,52	0,32%
MULTIPLAN EMP IMOBILIÁRIOS	1.020.989,94	-	-	1.020.989,94	0,31%
TAM S/APN EDJ N2	-	-	17.788,59	17.788,59	0,01%
Nível 1	131.843.090,92	-	31.021.083,74	162.864.174,66	49,76%
BRADESCODIR PRE N1	111.284,89	-	14.707,77	125.992,66	0,04%
BRADESCOPN EB N1	25.527.652,30	-	3.375.064,52	28.902.716,82	8,83%
BRADESPARN N1	34.823.435,70	-	-	34.823.435,70	10,64%
BRASKEMPNA N1	-	-	4.490.355,88	4.490.355,88	1,37%
CEMIGNP * N1	2.111.488,67	-	-	2.111.488,67	0,65%
CONFABPN N1	-	-	2.098.907,00	2.098.907,00	0,64%
GERDAUPN N1	5.792.308,67	-	1.567.111,39	7.359.420,06	2,25%
ITAU UNIBANCO PN N1	2.768.734,91	-	6.623.889,43	9.392.624,35	2,87%
ITAU SAPN N1	33.462.607,80	-	-	33.462.607,80	10,22%
KLABIN S/APN ED N1	2.746.884,54	-	1.073.218,79	3.820.103,34	1,17%
P.ACUCAR-CBD	153.334,23	-	-	153.334,23	0,05%
PÃO DE AÇUCAR - PNA N1	5.487.947,89	-	2.328.807,12	7.816.755,01	2,39%
SUZANO PAPELPNA IO6 N1	2.420.966,70	-	-	2.420.966,70	0,74%
VALE R DOCEON N1	16.436.444,62	-	-	16.436.444,62	5,02%
VALE R DOCEPNA N1	-	-	9.449.021,84	9.449.021,84	2,89%
Outras Ações	85.536.915,50	4.172.705,62	13.481.447,34	103.191.068,46	31,53%
AES TIETON AO	2.933.198,97	-	-	2.933.198,97	0,90%
AMBEVON	4.577.456,02	-	-	4.577.456,02	1,40%
AMBEVON	36.906,75	-	-	36.906,75	0,01%
COPELPNB*	-	-	485.076,83	485.076,83	0,15%
GTD PARTON MB	-	2.162.290,48	-	2.162.290,48	0,66%
GTD PARTPN MB	-	2.010.415,14	-	2.010.415,14	0,61%
LOJAS AMERICPN *	11.061.497,77	-	-	11.061.497,77	3,38%
PARANAPANEMAON ES	-	-	656.053,63	656.053,63	0,20%
PETROBRASON	29.147.200,29	-	8.302.293,22	37.449.493,51	11,44%
PETROBRASP	29.069.115,01	-	2.976.972,87	32.046.087,89	9,79%
SID NACIONALON AO	5.372.556,49	-	-	5.372.556,49	1,64%
TELESPPN	1.469.977,31	-	-	1.469.977,31	0,45%
VIVOPN	1.869.006,88	-	1.061.050,78	2.930.057,66	0,90%
Outros	694.834,85	-2.535.021,52	1.503.684,25	-336.502,42	-0,10%
Contas a Pagar / Receber	694.834,85	40.296,51	81.281,64	816.413,00	0,25%
Tesouraria	-	-	17.700,62	17.700,62	0,01%
Provisão GTD	-	-2.575.318,03	-	-2.575.318,03	-0,79%
Renda Fixa	-	-	1.404.701,99	1.404.701,99	0,43%
Consolidado	268.869.771,13	1.637.684,10	56.820.091,97	327.327.547,20	100,00%
Participação - %	82,14%	0,50%	17,36%	100,00%	

CARTEIRA IMOBILIÁRIA	PLANOS DE BENEFÍCIO ELETROBRAS				
	BD	CD PURO	CD SALDADO	TOTAL CD	TOTAL PLANOS
TOTAL IMÓVEIS	74.830.939,18	20.238.714,77	8.091.346,05	28.330.060,82	103.161.000,00
Uso Próprio	2.176.140,36	588.557,17	235.302,47	823.859,64	3.000.000,00
	2.176.140,36	588.557,17	235.302,47	823.859,64	3.000.000,00
Ed. Metropolitano 6°	1.088.070,18	294.278,59	117.651,24	411.929,82	1.500.000,00
Ed. Metropolitano 7°	1.088.070,18	294.278,59	117.651,24	411.929,82	1.500.000,00
Locados Patrocinadora	49.841.593,82	13.480.116,82	5.389.289,36	18.869.406,18	68.711.000,00
	49.841.593,82	13.480.116,82	5.389.289,36	18.869.406,18	68.711.000,00
Ed. Mario Bhering	27.288.800,33	7.380.506,68	2.950.692,99	10.331.199,67	37.620.000,00
Ed. Herm Stoltz 7°	2.241.424,59	606.213,87	242.361,55	848.575,41	3.090.000,00
Ed. Herm Stoltz 8°	2.241.424,59	606.213,87	242.361,55	848.575,41	3.090.000,00
Ed. Herm Stoltz 9°	2.241.424,59	606.213,87	242.361,55	848.575,41	3.090.000,00
Ed. Herm Stoltz 10°	2.241.424,59	606.213,87	242.361,55	848.575,41	3.090.000,00
Ed. Herm Stoltz 11°	2.241.424,59	606.213,87	242.361,55	848.575,41	3.090.000,00
Ed. Herm Stoltz 12°	2.241.424,59	606.213,87	242.361,55	848.575,41	3.090.000,00
Ed. Herm Stoltz 13°	2.241.424,59	606.213,87	242.361,55	848.575,41	3.090.000,00
Ed. Vital Brazil sala 2501	437.345,97	118.284,23	47.289,50	165.573,73	602.919,70
Ed. Vital Brazil sala 2502	437.345,97	118.284,23	47.289,50	165.573,73	602.919,70
Ed. Vital Brazil sala 2601	437.345,97	118.284,23	47.289,50	165.573,73	602.919,70
Ed. Vital Brazil sala 2602	437.345,97	118.284,23	47.289,50	165.573,73	602.919,70
Ed. Vital Brazil sala 2701	1.674.410,32	452.859,65	181.051,23	633.910,88	2.308.321,20
Ed. Herm Stoltz 16°	2.241.424,59	606.213,87	242.361,55	848.575,41	3.090.000,00
Ed. Central 15°	570.148,78	154.201,97	61.649,25	215.851,22	786.000,00
Ed. Central 16°	627.453,81	169.700,65	67.845,55	237.546,19	865.000,00
Valores a Receber	864.325,67	233.764,82	93.458,11	327.222,93	1.191.548,60
Locados Terceiros	22.813.205,00	6.170.040,78	2.466.754,22	8.636.795,00	31.450.000,00
	22.813.205,00	6.170.040,78	2.466.754,22	8.636.795,00	31.450.000,00
Ed. Belacap 2°	1.672.230,74	452.270,16	180.815,55	633.085,71	2.305.316,45
Ed. Belacap 3°	1.618.334,77	437.693,50	174.987,87	612.681,37	2.231.016,14
Ed. Belacap 4°	1.509.086,25	408.146,23	163.175,01	571.321,24	2.080.407,49
Ed. Belacap 5°	1.509.086,25	408.146,23	163.175,01	571.321,24	2.080.407,49
Ed. Belacap 6°	1.509.086,25	408.146,23	163.175,01	571.321,24	2.080.407,49
Ed. Belacap 7°	1.509.086,25	408.146,23	163.175,01	571.321,24	2.080.407,49
Ed. Belacap 8°	1.509.086,25	408.146,23	163.175,01	571.321,24	2.080.407,49
Ed. Belacap 9°	1.509.086,25	408.146,23	163.175,01	571.321,24	2.080.407,49
Ed. Belacap 10°	1.509.086,25	408.146,23	163.175,01	571.321,24	2.080.407,49
Ed. Belacap 11°	1.509.086,25	408.146,23	163.175,01	571.321,24	2.080.407,49
Ed. Belacap 12°	1.509.086,25	408.146,23	163.175,01	571.321,24	2.080.407,49
Ed. Belacap - Loja	3.373.017,59	912.263,58	364.718,83	1.276.982,41	4.650.000,00
Ed. Mercantil SP 17°	855.948,55	231.499,15	92.552,30	324.051,45	1.180.000,00
Ed. Mercantil SP 18°	855.948,55	231.499,15	92.552,30	324.051,45	1.180.000,00
Mercantil SP 20°	855.948,55	231.499,15	92.552,30	324.051,45	1.180.000,00
Valores a Receber	161.979,82	43.808,93	17.514,61	61.323,54	223.303,36
Valores a Pagar	-12.264,57	-3.317,07	-1.326,15	-4.643,22	-16.907,79
Participação	72,54%	19,62%	7,84%	27,46%	100,00%
TOTAL IMÓVEIS Líquido	75.844.980,10	20.512.971,45	8.200.992,62	28.713.964,07	104.558.944,17

Carteira de Empréstimos	Ativo	Passivo	PL Líquido
Plano BD	78.986.993,75	-	78.986.993,75
Plano CD Puro	23.962.945,78	-	23.962.945,78
Plano CD Saldado	14.314.429,35	-	14.314.429,35
TOTAL GERAL	117.264.368,88	-	117.264.368,88

Planos	Taxas	Disponível
Plano BD	-13.533,38	500,04
Plano CD Puro	-4.108,69	505,13
Plano CD Saldado	-1.649,13	499,44
TOTAL GERAL	-19.291,20	1.504,61

Renda Fixa	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3792
Títulos Públicos Federais	1.009.730.727,89	39,2%	100,0%
Outros Títulos de Renda Fixa	889.564.501,35	34,5%	80,0%
Fundos de Renda Fixa e FIDC	14.362.298,97	0,6%	100,0%
Fundos FIDC	14.362.298,97	0,6%	20,0%
Total - Renda Fixa	1.913.657.528,21	74,2%	100,0%

Renda Variável	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3792
Ações em Mercado	325.088.731,59	12,6%	70,0%
Total - Renda Variável	325.088.731,59	12,6%	100,0%

Investimentos Estruturados	Valor Aplicado	% do PL Fundação	% Limite 3792
Total de Investimentos Estruturados	38.515.212,96	1,5%	20,0%

Investimentos no Exterior	Valor Aplicado	% do PL Fundação	% Limite 3792
Total de Investimentos no Exterior	-	0,0%	10,0%

Imóveis	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3792
Total Imóveis	104.558.944,17	4,1%	8,0%

Empréstimos e Fin. Imobiliários	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3792
Total de Empréstimos	117.264.368,88	4,5%	15,0%

Derivativos	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3792
Total de Derivativos	-	0,0%	0,0%

Outros	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3792
Total de Outros	79.362.206,48	3,1%	0,0%

Patrimônio Total do Plano	2.578.446.992,29	100,0%	
----------------------------------	-------------------------	---------------	--

Em 31/12/2010

Plano BD	Patrimônio	Rentabilidade Nominal	Rentabilidade Real
Total Investimentos*	1.752.430	23,47%	15,97%
Renda Fixa	1.316.399	17,50%	10,36%
Renda Variável	179.985	4,33%	-2,01%
Imóveis	75.841	65,70%	55,64%
Investimentos Estruturados	24.047	2,40%	-3,81%
Empréstimos	78.987	12,82%	5,96%

*No Total Investimentos, consta o valor de R\$77.171 referente ao processo judicial de recuperação de investimento, o qual não se insere em nenhum segmento de investimentos.

Plano CD Eletrobrás	Patrimônio	Rentabilidade Nominal	Rentabilidade Real
Total Investimentos	826.010	11,30%	4,54%
Renda Fixa	597.210	11,37%	4,61%
Renda Variável	147.342	1,69%	-4,49%
Imóveis	28.712	65,70%	55,64%
Investimentos Estruturados	14.469	2,40%	-3,81%
Empréstimos	38.277	13,85%	6,94%

Boucinhas, Campos & Conti
Auditores Independentes

**FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE
SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS**

**RELATÓRIO SOBRE O EXAME DAS
DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2010**

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos participantes e às patrocinadoras da
Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - Eletros

1. Examinamos as Demonstrações Contábeis Consolidadas da Fundação Eletrobrás de Seguridade Social – Eletros, que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2010 e as respectivas demonstrações consolidadas das mutações do ativo líquido e do plano de gestão administrativa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis consolidadas

2. A Administração da Entidade é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicáveis a entidades reguladas pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar – PREVIC, pela Agência Nacional de Saúde Suplementar - ANS, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis consolidadas livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

3. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis consolidadas com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis consolidadas estão livres de distorção relevante.

4. Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações contábeis consolidadas. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis consolidadas da Entidade para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para

fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Entidade. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela Administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis Consolidadas tomadas em conjunto.

5. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião

6. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis referidas no primeiro parágrafo apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Fundação Eletrobrás de Seguridade Social – Eletros em 31 de dezembro de 2010 e o desempenho consolidado de suas operações para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicáveis às entidades reguladas pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar – PREVIC e pela Agência Nacional de Saúde Suplementar - ANS.

Outros Assuntos

a) Demonstrações Contábeis da Gestão Assistencial

a.1) Exame das Demonstrações Contábeis

7. Examinamos, também, as demonstrações contábeis referentes à Gestão Assistencial que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2010 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio social e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas, cuja apresentação é requerida pela ANS - Agência Nacional de Saúde Suplementar. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente.

a. 2) Opinião

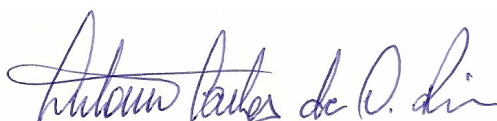
8. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis referidas no sétimo parágrafo apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Gestão Assistencial em 31 de dezembro de 2010, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicáveis a entidades reguladas pela Agência Nacional de Saúde Suplementar - ANS.

b) Auditoria da Posição Consolidada da Entidade

9. As demonstrações contábeis referidas no primeiro parágrafo representam os registros contábeis de todos os planos de benefícios sob a responsabilidade da Entidade. Os procedimentos de auditoria foram planejados e executados considerando a posição consolidada da Entidade, e não sobre as informações individuais por plano de benefício, que estão sendo apresentadas em atendimento ao item 17 do Anexo C da Resolução CGPC nº 28, de 26 de janeiro de 2009, do Conselho de Gestão da Previdência Complementar – CGPC.

Rio de Janeiro, 17 de março de 2011.

BOUCINHAS, CAMPOS & CONTI
Auditores Independentes S/S
CRC-SP-5.528/O-S-RJ



Antonio Carlos de Oliveira Pires
Contador-CRC-RJ-065.305/O-RJ

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

BALANÇO PATRIMONIAL DE 2010 E 2009

(Em R\$ mil)

	2010	2009
	Reclassificado	
DISPONÍVEL	277	250
REALIZÁVEL	2.832.660	2.418.522
Gestão Previdencial	40.784	31.596
Gestão Administrativa	7.651	6.034
Investimentos	2.784.225	2.380.892
Títulos Públicos	731.942	611.497
Créditos Privados e Depósitos	248.767	168.886
Ações	296.073	168.920
Fundos de Investimento	1.200.210	1.240.261
Investimentos Imobiliários	104.588	75.710
Empréstimos e financiamentos	125.474	115.618
Outros Realizáveis	77.171	-
PERMANENTE	2.904	2.175
Imobilizado	899	913
Intangível	2.005	1.262
GESTÃO ASSISTENCIAL	13.072	10.648
TOTAL DO ATIVO	2.848.913	2.431.595

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

BALANÇO PATRIMONIAL EM 2010 E 2009

(Em R\$ mil)

	2010	2009
	2010	Reclassificado
EXIGÍVEL OPERACIONAL	9.775	32.329
Gestão Previdencial	4.756	25.727
Gestão Administrativa	4.981	6.575
Investimentos	38	27
EXIGÍVEL CONTINGENCIAL	3.232	7.545
Gestão Previdencial	3.059	7.145
Gestão Administrativa	173	400
PATRIMÔNIO SOCIAL	2.822.834	2.381.073
Patrimônio de Cobertura do Plano	2.753.515	2.315.559
Provisões Matemáticas	2.783.459	2.410.086
Benefícios Concedidos	1.791.020	1.511.786
Benefícios a Conceder	1.008.976	975.137
Provisões Matemáticas a Constituir	(16.537)	(76.837)
Equilíbrio Técnico	(29.944)	(94.527)
Resultados Realizados		
Déficit técnico acumulado	(29.944)	(94.527)
Fundos	69.319	65.514
Fundos Administrativos	62.064	60.337
Fundos de Investimentos	7.255	5.177
GESTÃO ASSISTENCIAL	13.072	10.648
TOTAL DO PASSIVO	2.848.913	2.431.595

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO POR PLANO DE BENEFÍCIOS (DAL)

PLANO BD

Em R\$ mil

	2010	2009 Reclassificado	Var. (%)
Ativos	1.332.145	975.200	36,60
Disponível	-	21	(100,00)
Recebível	78.713	31.597	149,12
Investimento	1.253.432	943.582	32,84
Títulos Públicos	665.560	581.705	14,42
Créditos Privados e Depósitos	207.111	168.886	22,63
Ações	148.746	62.532	137,87
Fundos de Investimento			
Investimentos Imobiliários	75.857	55.937	35,61
Empréstimos	78.987	74.522	5,99
Outros Realizáveis	77.171	-	100,00
Obrigações	7.091	32.600	(78,25)
Operacional	4.032	25.455	(84,16)
Contingencial	3.059	7.145	(57,19)
Fundos não Previdenciais	48.567	4.332	1.021,12
Fundos Administrativos	42.532	-	100,00
Fundos dos Investimentos	6.035	4.332	39,31
Ativo Líquido	1.276.487	1.560.852	(18,22)
Provisões Matemáticas	1.805.458	1.655.379	9,07
Superávit/ Déficit Técnico	(29.944)	(94.527)	(68,32)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

FUNDAÇÃO ELETOBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO POR PLANO DE BENEFÍCIOS (DAL)

PLANO CD ONS

Em R\$ Mil

	2010	2009 Reclassificado	Var. (%)
Ativos	140.110	110.545	26,74
Disponível	-	23	(100,00)
Investimento	140.110	110.522	26,77
Títulos Públicos	9.293	7.510	23,74
Créditos Privados e Depósitos	5.832	-	100,00
Ações	25.565	21.401	19,46
Fundos de Investimento	91.211	75.283	21,16
Empréstimos	8.209	6.328	29,73
Obrigações	159	145	9,66
Operacional	159	145	9,66
Fundos não Previdenciais	343	378	(9,26)
Fundos dos Investimentos	343	378	(9,26)
Ativo Líquido	139.608	110.022	26,89
Provisões Matemáticas	139.608	110.022	26,89

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO POR PLANO DE BENEFÍCIOS (DAL)

PLANO CV EPE

Em R\$ Mil

	2010	2009 Reclassificado	Var. (%)
Ativos	9.288	1.078	761,60
Disponível	-	4	(100,00)
Investimento	9.288	1.074	764,80
Títulos Públicos	855	-	100,00
Créditos Privados e Depósitos	537	-	100,00
Fundos de Investimento	7.896	1.074	635,20
Obrigações	14	-	100,00
Operacional	14	-	100,00
Ativo Líquido	9.274	1.078	760,30
Provisões Matemáticas	9.274	1.078	760,30

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO POR PLANO DE BENEFÍCIOS (DAL)
PLANO CD - ELETROBRAS
Em R\$ Mil

	2010	2009 Reclassificado	Var. (%)
Ativos	850.158	644.226	31,97
Disponível	1	86	(98,84)
Recebível	24.135	-	100,00
Investimento	826.022	644.140	28,24
Títulos Públicos	56.234	22.281	152,39
Créditos Privados e Depósitos	35.288	-	100,00
Ações	121.761	84.987	43,27
Fundos de Investimento	545.743	482.332	13,15
Investimentos Imobiliários	28.719	19.772	45,25
Empréstimos	38.277	34.768	10,09
Obrigações	631	153	15,90
Operacional	631	153	312,42
Fundos não Previdenciais	20.408	467	
Fundos Administrativos	19.532	-	100,00
Fundos dos Investimentos	876	467	87,58
Ativo Líquido	829.119	643.606	28,82
Provisões Matemáticas	829.119	643.606	28,82

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO POR PLANO DE BENEFÍCIOS (DAL)

PLANO CD

Em R\$ Mil

	2010	2009 Reclassificado	Var. (%)
1. Ativos	615.694	476.183	29,30
Disponível	-	65	(100,00)
Recebível	17.057	2.628	549,05
Investimento	598.637	473.490	26,43
Títulos Públicos	39.788	22.281	78,57
Créditos Privados e Depósitos	24.968	-	100,00
Ações	100.233	71.238	40,70
Fundos de Investimento	389.169	343.983	13,14
Investimentos Imobiliários	20.516	14.157	44,92
Empréstimos	23.963	21.831	9,77
2. Obrigações	377	97	15,90
Operacional	377	97	288,66
Total dos Ativos Líquidos (1-2)	615.317	476.086	29,24
3. Patrimônio Social	615.317	476.086	29,24
Provisões Matemáticas	600.609	475.795	26,23
Fundos Administrativos	14.148	-	100,00
Fundos dos Investimentos	560	291	92,44
Total do Patrimônio Social	615.694	476.183	29,30

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO POR PLANO DE BENEFÍCIOS (DAL)
PLANO BPDS
Em R\$ Mil

	2010	2009 Reclassificado	Var. (%)
1. Ativos	234.462	170.671	37,38
Recebível	7.077	21	33.600,00
Investimento	227.385	170.650	33,25
Títulos Públicos	16.446	-	100,00
Créditos Privados e Depósitos	10.320	-	100,00
Ações	21.528	13.749	56,58
Fundos de Investimento	156.574	138.348	13,17
Investimentos Imobiliários	8.202	5.615	46,07
Empréstimos	14.315	12.938	10,64
2. Obrigações	253	56	351,79
Operacional	253	56	351,79
Total dos Ativos Líquidos (1-2)	234.209	170.615	37,27
3. Patrimônio Social	234.209	170.615	37,27
Provisões Matemáticas	228.510	170.439	34,07
Fundos Administrativos	5.383	-	100,00
Fundos dos Investimentos	316	176	79,55
Total do Patrimônio Social	234.462	170.671	37,38

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

**DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO
EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009**

Em R\$ mil

	2010	2009 Reclassificado
A) Ativo Líquido – início do exercício	2.315.559	2.106.779
1. Adições	663.222	472.774
Contribuições Previdenciais	194.730	122.751
Resultado Positivo dos Investimentos – Gestão Previdencial	420.569	306.992
Reversão de Contingências – Gestão Previdencial	1.735	-
Receitas Administrativas	24.176	22.025
Resultado Positivo dos Investimentos – Gestão Administrativa	5.393	5.806
Receitas Assistenciais	16.619	15.200
2. Destinações	(225.266)	(263.994)
Benefícios	(179.078)	(217.121)
Constituição de Contingências – Gestão Previdencial	-	(3.842)
Despesas Administrativas	(26.043)	(25.368)
Constituição de Contingências – Gestão Administrativa	(1.799)	(1.423)
Constituição de Fundos – Gestão Administrativa	(1.727)	(1.040)
Despesas Assistenciais	(16.619)	(15.200)
3. Acréscimo/Decréscimo no Ativo Líquido (1+2)	437.956	208.780
Provisões Matemáticas	373.375	195.378
Superávit Técnico do Exercício	64.583	13.402
B) Ativo Líquido – final do exercício (A+3)	2.753.515	2.315.559
C) Fundos não previdenciais	69.319	65.514
Fundos Administrativos	62.064	60.337
Fundos dos Investimentos	7.255	5.177

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO - PLANO BD
DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009

Em R\$ mil

	2010	2009 Reclassificado
A) Ativo Líquido – início do exercício	1.560.852	1.531.231
1. Adições	368.886	240.999
Contribuições Previdenciais	33.866	30.830
Resultado Positivo dos Investimentos – Gestão Previdencial	333.285	210.169
Reversão de Contingências – Gestão Previdencial	1.735	-
2. Destinações	(154.224)	(211.378)
Benefícios	(153.411)	(206.205)
Constituição de Contingências – Gestão Previdencial	-	(3.842)
Custeio Administrativo	(813)	(1.331)
3. Acréscimo/Decréscimo no Ativo Líquido (1+2)	214.662	29.621
Provisões Matemáticas	150.079	16.219
Superávit Técnico do Exercício	64.583	13.402
B) Ativo Líquido – final do exercício (A+3)	1.775.514	1.560.852
C) Fundos não previdenciais	48.568	4.332
Fundos Administrativos	42.532	-
Fundos dos Investimentos	6.036	4.332

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO - PLANO CD ONS
DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009

Em R\$ mil

	2010	2009 Reclassificado
A) Ativo Líquido – início do exercício	110.022	81.676
1. Adições	33.075	31.274
Contribuições Previdenciais	22.438	15.874
Resultado Positivo dos Investimentos – Gestão Previdencial	10.637	15.400
2. Destinações	(3.489)	(2.928)
Benefícios	(2.941)	(2.472)
Custeio Administrativo	(548)	(456)
3. Acréscimo/Decréscimo no Ativo Líquido (1+2)	29.586	28.346
Provisões Matemáticas	29.586	28.346
B) Ativo Líquido – final do exercício (A+3)	139.608	110.022
C) Fundos não previdenciais	343	378
Fundos dos Investimentos	343	378

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO - PLANO CV EPE
DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009

Em R\$ mil

	2010	2009
	<u>2010</u>	<u>Reclassificado</u>
A) Ativo Líquido – início do exercício	1.078	-
1. Adições	8.472	1.157
Contribuições Previdenciais	7.823	1.157
Resultado Positivo dos Investimentos – Gestão Previdencial	649	-
2. Destinações	(276)	(79)
Benefícios	(96)	-
Custeio Administrativo	(180)	(79)
3. Acréscimo/Decréscimo no Ativo Líquido (1+2)	8.196	1.078
Provisões Matemáticas	8.196	1.078
B) Ativo Líquido – final do exercício (A+3)	9.274	1.078

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO - PLANO CD ELETROBRAS
DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009

Em R\$ mil

	2010	2009 Reclassificado
A) Ativo Líquido – início do exercício	643.606	493.870
1. Adições	209.172	159.000
Contribuições Previdenciais	133.175	77.578
Resultado Positivo dos Investimentos – Gestão Previdencial	75.997	81.422
2. Destinações	(23.659)	(9.264)
Benefícios	(22.629)	(8.443)
Custeio Administrativo	(1.030)	(821)
3. Acréscimo/Decréscimo no Ativo Líquido (1+2)	185.513	149.736
Provisões Matemáticas	185.513	149.736
B) Ativo Líquido – final do exercício (A+3)	829.119	643.606
C) Fundos não previdenciais	20.408	467
Fundos Administrativos	19.532	-
Fundos dos Investimentos	876	467

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DO PLANO DE GESTÃO ADMINISTRATIVA (CONSOLIDADA)

Em R\$ mil

	<u>2010</u>	<u>2009</u> Reclassificado	<u>Var. (%)</u>
A) Fundo Administrativo do Exercício Anterior	60.337	59.297	1,75
1. Custeio da Gestão Administrativa			
1.1. Receitas	29.569	27.831	6,24
Custeio Administrativo da Gestão Previdencial	2.600	2.687	(3,24)
Custeio Administrativo dos Investimentos	12.506	11.495	8,80
Taxa de Administração de Empréstimos e Financiamentos	186	146	27,40
Resultado Positivo dos Investimentos	5.393	5.660	(4,72)
Reembolso da Gestão Assistencial	5.236	4.644	12,75
Outras Receitas	3.648	3.199	14,04
2. Despesas Administrativas	27.842	26.791	3,92
2.1. Administração Previdencial	11.240	9.109	23,39
Pessoal e encargos	6.827	5.112	33,55
Treinamentos/congressos e seminários	89	80	11,25
Viagens e estadias	59	56	5,36
Serviços de terceiros	1.699	1.242	36,80
Despesas gerais	821	989	(16,99)
Depreciações e amortizações	328	207	58,45
Contingências	1.417	1.423	(0,42)
Outras Despesas			
2.2. Administração dos Investimentos	10.570	12.334	(14,30)
Pessoal e encargos	7.414	8.203	(9,62)
Treinamentos/congressos e seminários	96	128	(25,00)
Viagens e estadias	64	91	(29,67)
Serviços de terceiros	1.748	1.992	(12,25)
Despesas gerais	892	1.587	(43,79)
Depreciações e amortizações	356	333	6,91
2.3. Administração Assistencial	5.236	4.644	12,75
2.4. Outras Despesas	796	704	13,07
4. Sobre/Insuficiência da Gestão Administrativa (1-2-3)	1.727	1.040	66,06
5. Constituição/Reversão do Fundo Administrativo (4)	1.727	1.040	66,06
B) Fundo Administrativo do Exercício Atual (A+5)	62.064	60.337	2,86

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

FUNDAÇÃO ELETRBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DAS OBRIGAÇÕES ATUARIAIS DO PLANO DE BENEFÍCIOS (DOAP)

PLANO BD

Em R\$ Mil

	<u>2010</u>	<u>2009</u> <u>Reclassificado</u>	<u>Var. (%)</u>
PATRIMÔNIO DE COBERTURA DO PLANO (1 + 2)	1.775.514	1.560.852	13,75
1. PROVISÕES MATEMÁTICAS	1.805.458	1.655.379	9,07
1.1. BENEFÍCIOS CONCEDIDOS	1.542.969	1.408.392	9,56
Benefício Definido	1.542.969	1.408.392	9,56
1.2. BENEFÍCIO A CONCEDER	268.203	257.048	4,34
Benefício Definido	268.203	257.048	4,34
1.3. (-) PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR	(5.714)	(10.061)	(43,21)
(-) Serviço passado	(5.714)	(10.061)	(43,21)
(-) Patrocinador(es)	(5.714)	(10.061)	(43,21)
2. EQUILÍBRIO TÉCNICO	(29.944)	(94.527)	(68,32)
2.1. RESULTADOS REALIZADOS	(29.944)	(94.527)	(68,32)
(-) DÉFICIT TÉCNICO ACUMULADO	(29.944)	(94.527)	(68,32)

FUNDAÇÃO ELETRBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DAS OBRIGAÇÕES ATUARIAIS DO PLANO DE BENEFÍCIOS (DOAP)
PLANO CD ELETROBRAS
Em R\$ Mil

	2010	2009	Var. (%)
	<u>2010</u>	<u>Reclassificado</u>	<u>Var. (%)</u>
PATRIMÔNIO DE COBERTURA DO PLANO	829.119	643.606	28,82
1. PROVISÕES MATEMÁTICAS	829.119	643.606	28,82
1.1. BENEFÍCIOS CONCEDIDOS	239.753	98.895	142,43
Contribuição Definida	128.856	62.806	105,17
Benefício Definido	110.897	36.089	207,29
1.2. BENEFÍCIO A CONCEDER	600.189	611.487	(1,85)
Contribuição Definida	455.515	443.124	2,80
Saldo de contas - parcela patrocinadora/instituidor	337.225	312.182	8,02
Saldo de contas - parcela participantes	118.290	130.942	(9,66)
Benefício Definido	144.674	168.363	(14,07)
1.3. (-) PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR	(10.823)	(66.776)	(83,79)
(-) Serviço passado	(10.823)	(66.776)	(83,79)
(-) Patrocinador(es)	(10.823)	(66.776)	(83,79)

FUNDAÇÃO ELETRBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DAS OBRIGAÇÕES ATUARIAIS DO PLANO DE BENEFÍCIOS (DOAP)

PLANO CD ONS

Em R\$ Mil

	2010	2009	Var. (%)
	2010	Reclassificado	
PATRIMÔNIO DE COBERTURA DO PLANO	139.608	110.022	26,89
1. PROVISÕES MATEMÁTICAS	139.608	110.022	26,89
1.1. BENEFÍCIOS CONCEDIDOS	8.297	4.499	84,42
Contribuição Definida	7.127	4.499	58,41
Benefício Definido	1.170	-	100,00
1.2. BENEFÍCIO A CONCEDER	131.311	105.523	24,44
Contribuição Definida	131.311	104.759	25,35
Saldo de contas - parcela patrocinadora/instituidor	59.301	48.155	23,15
Saldo de contas - parcela participantes	72.010	56.604	27,22
Benefício Definido	-	764	(100,00)

FUNDAÇÃO ELETRBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DAS OBRIGAÇÕES ATUARIAIS DO PLANO DE BENEFÍCIOS (DOAP)
PLANO CV EPE
Em R\$ Mil

	<u>2010</u>	<u>2009</u> <u>Reclassificado</u>	<u>Var. (%)</u>
PATRIMÔNIO DE COBERTURA DO PLANO	9.274	1.078	760,30
1. PROVISÕES MATEMÁTICAS	9.274	1.078	760,30
1.1. BENEFÍCIO A CONCEDER	9.274	1.078	760,30
Contribuição Definida	9.274	1.035	796,04
Saldo de contas - parcela patrocinadora/instituidor	4.587	(59)	(7.874,58)
Saldo de contas - parcela participantes	4.687	1.094	328,43
Benefício Definido	-	43	(100,00)

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009 (Em R\$ mil)

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL:

A Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS é uma entidade fechada de previdência complementar, sem fins lucrativos, instituída pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS e tem por finalidade básica instituir e executar planos privados de concessão de benefícios de caráter previdenciário. Tais planos são acessíveis aos empregados da patrocinadora-instituidora e das patrocinadoras Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Empresa de Pesquisa Energética – EPE e a própria ELETROS, extensivos aos seus respectivos beneficiários legais.

Administra, ainda, serviços de assistência à saúde, através do plano Eletros-Saúde desde 1991, devidamente autorizado pela SPC, através do Ofício DPC/SNPSC/MTPS nº 123/91, de 20 de março de 1991 e ratificado pela Lei Complementar 109, de 29 de maio de 2001, art. 76.

Os recursos de que a entidade dispõe para a consecução de seus objetivos são formados por contribuições de suas patrocinadoras, de seus participantes e dos rendimentos resultantes das aplicações desses recursos, que devem obedecer ao disposto na Resolução do Conselho Monetário Nacional (CMN) nº 3.792, de 24 de setembro de 2009.

As atividades da entidade são regulamentadas pelas Leis Complementares 108/2001 e 109/2001, e pelo Conselho de Gestão da Previdência Complementar (CGPC) e fiscalizado pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar (PREVIC) do Ministério da Previdência e Assistência Social (MPAS) e consistem hoje na administração de quatro planos de benefícios, como seguem:

- Plano BD Eletrobras - patrocinado pela ELETROBRAS, CEPEL e ELETROS, na forma de benefício definido, teve sua primeira aprovação pela SPC em 25 de julho de 1979, através da Portaria PT-GM nº 1.713, com regulamento vigente aprovado por meio do Ofício GAB/SPC/CGPAC, nº 836, de 22 de outubro de 1993 e a última alteração aprovada pelo Ofício SPC/DETEC/CGAT nº 3.698, de 23 de outubro de 2008, Portaria SPC nº 2.574 de 23 de outubro de 2008, estando fechado a novas adesões de participantes a partir de 01 de abril de 2006, em função da aprovação do Plano CD Eletrobras.

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

- Plano CD Eletrobras - patrocinado pela ELETROBRAS, CEPEL e ELETROS, na forma de contribuição definida, com regulamento vigente aprovado por meio do Ofício SPC/DETEC/CGAT, nº 1.004 de 29 de março de 2006, Portaria SPC nº 359 de 29 de março de 2006 e ratificado pelo Ofício SPC/DETEC/CGAT, nº 1.771 de 29 de maio de 2006 e a última alteração aprovada pela Portaria SPC nº 2.926 de 26 de maio de 2009, sendo oferecido para adesão dos novos empregados e dos não-participantes do Plano BD Eletrobras, a partir de 01 de abril de 2006. Esse processo contemplou a migração de participantes, do Plano BD Eletrobrás para o CD Eletrobras, por um período de doze meses contados a partir de então.

Em reunião realizada em 17 de janeiro de 2007, o Conselho Deliberativo da Eletros aprovou a prorrogação do prazo de opção pela migração para o Plano CD Eletrobrás, que expiraria em 30 de março de 2007, para 31 de dezembro de 2007, considerando o art. 41, parágrafo 1º do regulamento do Plano CD Eletrobrás. A solicitação de prorrogação foi encaminhada à Secretaria de Previdência Complementar - SPC, tendo sido aprovada em 23 de março de 2007, conforme Ofício nº 741/SPC/DETEC/CGAT.

Em 23 de novembro de 2007, o Conselho Deliberativo da Eletros aprovou uma nova prorrogação do prazo de opção pela migração para o plano CD Eletrobrás, por mais 180 (cento e oitenta) dias a contar de 31 de dezembro de 2007, com um novo término em 28 de junho de 2008. A nova prorrogação foi aprovada pela Secretaria de Previdência Complementar – SPC, conforme ofício nº 4.758/SPC/DETEC/CGAT.

Em 04 de fevereiro de 2009 foi publicado no Diário Oficial da União, Portaria SPC nº 2.371 de 03 de fevereiro de 2009, por meio da qual a SPC aprovou a alteração do artigo nº 41 do regulamento do plano CD Eletrobrás, alteração aprovada pelo Conselho Deliberativo da Eletros em 05 de setembro de 2008.

O prazo de opção pela migração para o plano foi encerrado em definitivo após 90 dias após a publicação do ato autorizativo da SPC, comunicado através do Ofício nº 224/SPC/DETEC/CGAT de 03 de fevereiro de 2009. Sendo assim, o prazo de migração se encerrou em 05 de maio de 2009.

- Plano CD ONS - patrocinado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, na forma de Contribuição Definida, com regulamento vigente aprovado por meio do Ofício SPC/COG nº 2.214, de 26 de julho de 2000 e a última alteração aprovada pela Portaria SPC/DETEC nº 3.268, de 07 de janeiro de 2010.

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

- Plano CV EPE - patrocinado pelo Empresa de Pesquisa Energética - EPE, na forma de Contribuição Variável, com regulamento vigente aprovado por meio da Portaria nº 3.149, de 12 de novembro de 2009.

NOTA 2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS:

As demonstrações contábeis foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e estão em conformidade com a Resolução do Conselho de Gestão de Previdência Complementar (CGPC) nº 28, de 26 de janeiro de 2009, Instrução SPC nº 34, de 24 de setembro de 2009, Resolução do Conselho Federal de Contabilidade nº 1.272, de 22 de janeiro de 2010, que aprova a Norma Brasileira de Contabilidade - NBC TE 11 - Entidade Fechada de Previdência Complementar e Resolução do Conselho Nacional de Previdência Complementar (CNPc) nº 1, de 03 de março de 2011. Essas diretrizes não requerem a divulgação em separado de ativos e passivos de curto prazo e de longo prazo, nem a apresentação da demonstração do fluxo de caixa.

A estrutura da planificação contábil padrão das EFPC reflete o ciclo operacional de longo prazo da sua atividade, de forma que a apresentação de ativos e passivos, observadas as gestões previdencial, assistencial e administrativa e observados os investimentos, proporcione informações mais adequadas, confiáveis e relevantes do que a apresentação em circulante e não circulante, em conformidade com o item 63 da Norma Brasileira de Contabilidade - NBC T 19.27.

A sistemática introduzida pelos órgãos normativos apresenta, além das características já descritas, a segregação dos registros contábeis em três gestões distintas (previdencial, assistencial e administrativa) e o Fluxo dos investimentos, que é comum às Gestões previdencial e administrativa, segundo a natureza e a finalidade das transações. A contabilização e os relatórios contábeis da Gestão assistencial seguem as normas contábeis determinadas pela Agência Nacional de Saúde – ANS, sendo apresentados para fins destas demonstrações contábeis somente os valores patrimoniais consolidados da Gestão assistencial (ativo e passivo) e a movimentação que demonstra a variação da Gestão assistencial consolidada.

As demonstrações contábeis referentes à Gestão Assistencial que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2010 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio social e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, com base nas disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações-Lei nº 6.404/76 alteradas pelas Leis nº 11.638/07 e nº 11.941/09, nas normas estabelecidas pela ANS – Agência Nacional de Saúde.

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

Para efeito de comparabilidade, os dados contábeis de 2009 foram reclassificados, e estão sendo apresentados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis às entidades reguladas pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar – PREVIC, conforme a Resolução do Conselho de Gestão de Previdência Complementar (CGPC) nº 28, de 26 de janeiro de 2009, Instrução SPC nº 34, de 24 de setembro de 2009.

As reclassificações que afetaram o resultado foram em função da adoção do registro contábil pelo regime de caixa das contribuições dos planos CD Eletrobras, CD ONS e CV EPE; e pela reclassificação das contribuições contratadas com as patrocinadoras do grupo provisões matemáticas a constituir para a gestão previdencial – realizável.

NOTA 3 – RESUMO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS:

a) Apuração do resultado

As Adições e Deduções da Gestão Previdencial, Receitas e Despesas da Gestão Administrativa, as Rendas/Variações Positivas e Deduções/Variações Negativas do Fluxo de Investimento, bem como as variações patrimoniais da Gestão Assistencial são escrituradas pelo regime contábil de competência de exercícios.

b) Contribuições para a gestão previdencial

As contribuições do Plano BD Eletrobras são registradas pelo regime de competência, e as contribuições do Plano CD Eletrobras, CD ONS e CV EPE pelo regime de caixa.

- Plano de Benefício Definido - BD ELETROBRAS

As contribuições dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais que variam de 4,08% a 24,48%, consoante as faixas salariais; as de responsabilidade das patrocinadoras são fixadas no mesmo valor das contribuições dos participantes ativos, conforme definido no regulamento vigente; e as dos participantes assistidos (em gozo de benefício de prestação continuada) são calculadas tendo como base percentuais que variam de 1,5% a 9%, consoante as faixas de benefícios.

- Plano de Contribuição Definida - CD ELETROBRAS

As contribuições básicas dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais calculados cumulativamente, aplicando-se à remuneração mensal, inclusive sobre a 13ª remuneração, de 4,5% da parcela da remuneração mensal compreendida até 10 (dez) Unidades Reajustáveis do Plano - URP, e 15% da

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

parcela da remuneração mensal que exceder ao valor do parâmetro citado anteriormente.

A patrocinadora contribui paritariamente com o participante.

- Plano de Contribuição Definida – CD ONS

Há duas formas de contribuições básicas para o Plano CD ONS:

Em uma alternativa, as contribuições básicas dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais calculados cumulativamente, aplicando-se à remuneração mensal, inclusive sobre a 13ª remuneração, de 2% da parcela da

Remuneração mensal compreendida até o valor do SRB (Salário de Referência Básico) e 10% da parcela da remuneração mensal que exceder ao mesmo.

A segunda alternativa de contribuição corresponde à opção de aplicação de percentual mínimo de 2% incidente sobre a remuneração, não sendo superior a 6% da mesma.

O SRB (Salário de Referência Básico) corresponde ao valor do Teto de Contribuição da Previdência Social - TCPS, em fevereiro de 2009, atualizado anualmente, a partir de 2010, utilizando-se o mesmo índice de reajuste salarial anual definido no Acordo Coletivo de Trabalho firmado pela patrocinadora, que ocorre em setembro.

A patrocinadora contribui paritariamente com o participante em ambos os casos.

A contribuição para custeio dos benefícios de pecúlio por morte ou por invalidez permanente é dividida em 40% paga pelo participante e 60% paga pela patrocinadora.

A contribuição para o custeio do benefício de auxílio-doença é paga exclusivamente pela patrocinadora.

- Plano de Contribuição Variável – CV EPE

As contribuições básicas dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais calculados cumulativamente, aplicando-se à remuneração mensal, inclusive sobre o 13ª remuneração, 3% da parcela da remuneração mensal compreendida até o valor do teto de contribuição para a Previdência Social, e 11% da parcela da remuneração mensal que exceder ao valor do teto de contribuição para a Previdência Social.

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

A patrocinadora contribui paritariamente com o participante.

c) Reservas Matemáticas

São apuradas com base em cálculos atuariais, procedidos por atuários externos. Representam os compromissos acumulados no encerramento do exercício, quanto aos benefícios concedidos e a conceder aos participantes e assistidos.

d) Estimativas Atuariais e Contábeis

As estimativas atuariais e contábeis foram baseadas em fatores objetivos que refletem a posição em 31 de dezembro de 2010 e 2009, com base no julgamento da administração para determinação dos valores adequados a serem registrados

Nas demonstrações contábeis. Os itens significativos sujeito às referidas estimativas incluem as provisões matemáticas, calculadas atuarialmente por profissionais externos, e as contingências cujas probabilidades de êxito foram informadas pelos advogados que patrocinam as ações.

e) Provisão para perdas na realização de créditos

A entidade constituiu provisão para perdas na realização de créditos representados por direitos creditórios de liquidação incerta, de acordo com o disposto no item 11, Anexo “A” da Instrução SPC nº 34, de 24 de setembro de 2009, que estabeleceu os seguintes percentuais de provisão sobre os créditos do devedor inadimplente, vencidos e vincendos, de acordo com os períodos de atraso da parcela mais antiga: 25% para atrasos entre 61 e 120 dias, 50% entre 121 e 240 dias, 75% entre 241 e 360 dias e 100% para atrasos superiores a 360 dias.

f) Investimentos

- Renda fixa e renda variável

Em atendimento à Resolução CGPC nº 4, de 30 de janeiro de 2002 (alterada pela Resolução CGPC nº 8, de 19 de junho de 2002), os títulos e valores mobiliários devem ser classificados em duas categorias, a saber:

- (i) Títulos para negociação - aqueles com propósito de serem negociados, independentemente do prazo a decorrer, os quais devem ser avaliados ao valor provável de realização.
- (ii) Títulos mantidos até o vencimento - aqueles com vencimentos superiores a 12 meses da data de aquisição e que a entidade mantenha interesse e capacidade financeira de mantê-los até o vencimento, bem como

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

classificados como de baixo risco por agência de risco no País, os quais devem ser avaliados pela taxa intrínseca dos títulos, ajustados pelo valor de perdas permanentes, quando aplicável.

Todos os títulos de renda fixa foram classificados como "Títulos para negociação" e estão avaliados pelo valor de mercado (nota explicativa 5).

As aplicações no mercado de ações foram classificadas como "Títulos para negociação" e estão registradas pelo custo de aquisição, acrescido de despesas diretas de corretagem e outras taxas, ajustado ao valor de mercado, considerando a cotação de fechamento do mercado do último dia do mês em que a ação tenha sido negociada na Bolsa de Valores, de acordo com a Resolução CGPC n.º 25, de 30 de junho de 2008.

As ações que não tenham sido negociadas em bolsas de valores ou em mercado de balcão organizado, por período superior a seis meses, são avaliadas pelo último valor patrimonial ou pelo custo, dos dois o menor.

Os dividendos e as bonificações resultantes das aplicações em ações são reconhecidos a partir da decisão da assembléia geral dos acionistas.

Os montantes relativos aos fundos de investimentos são apresentados pelo valor das cotas do fundo na data do balanço.

A variação originada da comparação entre os valores contábeis e os de mercado é apropriada diretamente ao resultado.

- Investimentos imobiliários

Os investimentos em imóveis estão registrados ao custo de aquisição ou construção e ajustados por reavaliações periódicas, contabilizadas com base em laudos de peritos independentes. A depreciação das edificações é calculada pelo método linear à taxa de 2% ao ano ou a taxas estabelecidas em função do tempo de vida útil remanescente, definidas nos respectivos laudos de avaliação. As instalações são depreciadas pelo método linear à taxa de 10% ao ano.

- Operações com participantes

Os empréstimos concedidos aos participantes são apresentados pelos valores liberados, acrescidos dos rendimentos auferidos e deduzidos, quando aplicável, de provisão para perdas na realização de créditos, conforme descrito em (e).

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

g) Imobilizado e Intangível

A depreciação e a amortização são calculadas pelo método linear sobre o valor do custo dos bens que constituem o Ativo Imobilizado e Intangível às seguintes taxas:

Móveis e utensílios	10% (dez por cento)
Máquinas e equipamentos de uso	10% (dez por cento)
Biblioteca	10% (dez por cento)
Computadores e periféricos – “hardware”	20% (vinte por cento)
Direito de uso de software	20% (vinte por cento)

As benfeitorias realizadas em imóveis de terceiros estão sendo amortizadas de acordo com a temporalidade que beneficiará os exercícios sociais subsequentes.

h) Provisão de Férias e 13º Salário e respectivos encargos

As férias vencidas e proporcionais, inclusive o adicional de férias, 13º Salários são provisionados no PGA segundo o regime de competência, acrescidos dos encargos sociais.

i) Exigível Contingencial

Registra o montante das provisões em decorrência de ações judiciais passivas mantidas contra a Eletros. É atualizado com base nas informações jurídicas sobre o curso dessas ações, de acordo com a possibilidade de êxito determinada pelos advogados patrocinadores dos processos, além dos seguintes critérios:

- efetivar o registro da provisão no Passivo dos planos, em contrapartida da despesa que lhe deu origem; e
- existindo depósito judicial este deverá ser registrado no Passivo Contingencial do plano em conta redutora.

j) Receitas Administrativas

Atendendo à determinação legal contida nas Resoluções CGPC nº 28, de 26 de janeiro de 2009, CGPC nº 29, de 31 de agosto de 2009 e Instrução SPC nº 34, de 24 de setembro de 2009, as receitas administrativas da Fundação são debitadas aos Planos Previdenciais em conformidade com o plano de custeio vigente. Os valores relativos à taxa de administração da Gestão assistencial são equivalentes às despesas administrativas apuradas.

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

D) Operações Administrativas

Em conformidade com a Resolução CGPC nº 28, de 26 de janeiro de 2009, e Instrução SPC 34, de 24 de setembro de 2009, os registros das operações Administrativas são efetuados através do Plano de Gestão Administrativa – PGA, que possui patrimônio próprio, segregado dos planos de benefícios previdenciais.

O patrimônio do PGA é constituído pelas receitas (previdencial, investimentos e outras receitas) e reembolsos (assistenciais) administrativos, deduzidas das despesas da administração previdencial, assistencial e dos investimentos, sendo as sobras ou insuficiências administrativas alocadas ou revertidas ao fundo administrativo. O saldo do Fundo administrativo é segregado por plano de benefício previdencial.

NOTA 4 – GESTÃO PREVIDENCIAL - REALIZÁVEL

Em 31 de dezembro de 2010 e 2009, a gestão previdencial pode ser assim resumida:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Contribuições do mês	1.121	1.001
Contribuições contratadas	19.162	17.785
Outros recursos a receber	4.595	-
Outros realizáveis	15.906	12.810
	<u>40.784</u>	<u>31.596</u>

a) Contribuições do mês

Representam os recursos a receber do plano BD Eletrobras referentes às contribuições previdenciais normais do mês em curso, prevista na avaliação atuarial anual.

b) Contribuições contratadas

Representam as coberturas de reservas matemáticas já contratadas referentes ao plano de benefício definido e são devidas pela patrocinadora Cepel, conforme previsto no regulamento da entidade.

As contribuições contratadas em aberto em 31 de dezembro de 2010 e 2009 podem ser assim demonstradas:

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

	Encargos	2010	2009
Contratos firmados com o CEPEL:			
CF-015/06 - prazo 15 anos (a)	*INPC + 6% a.a.	2.705	2.725
CF-016-A/06 - prazo 15 anos (a)	*INPC + 6% a.a.	2.737	2.784
CF-017/A/06 - prazo 15 anos (a)	*INPC + 6% a.a.	12.070	12.276
CF-018/10 - prazo 15 anos (a)	*INPC + 5,5% a.a.	1.650	-
		<u>19.162</u>	<u>17.785</u>

Garantias:

(a) Não possui garantia conforme Ofício nº 118/2006/MP/SE/DEST de 29 de março de 2006 do Departamento de Coordenação e Controle das Empresas Estatais – DEST, que excluiu a cláusula de garantia real. Os referidos contratos foram encaminhados à Secretaria de Previdência Complementar - SPC.

* INPC - Índice Nacional de Preços ao Consumidor.

c) Outros recursos a receber

Referem-se a valores a receber relativos aos contratos firmados com os participantes das patrocinadoras Eletrobras, Cepel e Eletros, decorrentes do desbloqueio do Salário Real de Contribuição (SRC). As diferenças de contribuições devidas foram apuradas entre a remuneração recebida pelo participante e o limite vigente, retroativas a 36 (trinta e seis) meses, conforme firmado pelo participante no “Termo de Opção pelo Desbloqueio do SRC no Plano BD Eletrobras”, de acordo com o que faculta o art. 15 do regulamento do Plano fechado BD Eletrobras.

Esses valores são atualizados pela variação da URE (unidade de referência da Eletros), com juros de 0,5% ao mês, acrescidos de 0,16% ao mês referente à taxa prestamista, a qual visa garantir a quitação da dívida em caso de morte ou invalidez.

Os recursos a receber até 31 de dezembro de 2010 podem ser resumidos como segue:

	Plano de benefícios	2010	2009
Participantes			
ELETROBRAS	CD	2.753	-
CEPEL	CD	1.672	-
ELETROS	CD	170	-
		<u>4.595</u>	<u>-</u>

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

d) Outros realizáveis

Representam, basicamente, os recursos a receber das patrocinadoras, essencialmente da patrocinadora Eletrobras, referentes ao valor do ressarcimento relativo ao depósito judicial efetuado pela Eletros para garantir a execução do julgado ao processo trabalhista movido por ex-empregados da

Eletrobras, cujo objetivo visou a integração dos valores recebidos a título de participação nos lucros nos direitos trabalhistas, com o conseqüente reflexo nas provisões matemáticas.

NOTA 5 – INVESTIMENTOS – REALIZÁVEL:

Em 31 de dezembro de 2010 e 2009, a carteira de investimentos apresentava a seguinte composição:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Títulos públicos	731.942	611.497
Notas do Tesouro Nacional	731.942	611.497
Créditos privados e depósitos	248.767	168.886
Letras hipotecárias	150.002	132.170
Caderneta de poupança	17	16
Letras Financeiras	78.106	-
Debêntures	20.642	36.700
Ações	296.073	168.920
Instituições Financeiras	68.275	29.511
Companhias Abertas (*)	227.798	139.409
Fundos de Investimentos	1.200.210	1.240.261
Renda Fixa	1.097.025	1.209.735
Ações	62.223	30.526
Multimercado	40.962	-

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

Investimentos imobiliários	<u>104.588</u>	<u>75.710</u>
Aluguéis e renda	104.588	74.797
Direitos em alienações de investimentos imobiliários	-	913
Empréstimos e financiamentos		
Empréstimos	<u>125.474</u>	<u>115.618</u>
Outros realizáveis		
Expurgos inflacionários nas OFND's	<u>77.171</u>	<u>-</u>
	<u><u>2.784.225</u></u>	<u><u>2.380.892</u></u>

(*) Inclui provisão para perda de R\$2.575 mil (R\$2.569 mil em 2009) visando a demonstrar, de forma conservadora, o real valor econômico dos investimentos em ações da GTD Participações S.A.. A adoção deste procedimento leva em consideração o fato de que, devido à baixa liquidez da ação, a utilização do valor da última negociação na bolsa de valores não reflete de forma satisfatória o seu real valor econômico.

• **Renda fixa**

Composição da carteira de títulos para negociação por tipo de papel, demonstrada pelo seu valor de mercado e por prazo de vencimento, em observância ao Art. 8º da Resolução CGPC n.º 4, de 30 de janeiro de 2002, alterada pela Resolução CGPC n.º 08, de 19 de junho de 2002:

	Prazo de vencimento						Total
	0 - 30	31 - 90	91 - 180	181 - 365	366 - 720	Acima de 720	
Títulos Públicos	-	-	-	-	-	731.942	731.942
Notas do Tesouro Nacional	-	-	-	-	-	731.942	731.942
Créditos Privados e Depósitos	17	-	-	3.791	-	244.959	248.767
Letras Hipotecárias	-	-	-	-	-	150.002	150.002
Caderneta de Poupança	17	-	-	-	-	-	17
Letras Financeiras	-	-	-	-	-	78.106	78.106
Debêntures	-	-	-	3.791	-	16.851	20.642
Fundos de Investimentos	395.831	179.896	30.514	33.545	132.125	366.076	1.137.987
	<u>395.848</u>	<u>179.896</u>	<u>30.514</u>	<u>37.336</u>	<u>132.125</u>	<u>1.342.977</u>	<u>2.118.696</u>

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

Fundamentada no conservadorismo, a Eletros mantém provisão de R\$2.117 mil (R\$1.879 mil em 2009) para absorver possíveis perdas com investimentos em Debêntures da empresa Ferreira Guimarães, que vem apresentando patrimônio líquido negativo nos últimos anos.

• **Investimentos imobiliários**

Localização	Última Reavaliação	Valor contábil	
		2010	2009
Uso próprio:			
Rua Uruguaiana nº 174 – RJ (Edifício Metropolitan Center)	Dezembro de 2010	3.000	2.996
Avenida Rio Branco nº 81 - 20º andar – RJ (Edifício Mercantil de SP)	Dezembro de 2010	-	-
		<u>3.000</u>	<u>2.996</u>
Locados às patrocinadoras:			
Rua da Quitanda nº 196 – RJ (Edifício Mário Bhering)	Dezembro de 2010	37.620	26.542
Avenida Presidente Vargas nº 409 – RJ (Edifício Herm Stoltz)	Dezembro de 2010	24.720	16.968
Avenida Marechal Floriano nº 19 – RJ (Edifício Vital Brazil)	Dezembro de 2010	4.720	3.028
Avenida Presidente Vargas nº 417 – RJ (Edifício Central)	Dezembro de 2010	1.651	1.179
		<u>68.711</u>	<u>47.717</u>
Locados a terceiros:			
Avenida Rio Branco nº 81 (parte) – RJ (Edifício Mercantil de SP)	Dezembro de 2010	2.360	1.660
Avenida Rio Branco nº 81 - 20º andar – RJ (Edifício Mercantil de SP)	Dezembro de 2010	1.180	830
Avenida Presidente Vargas nº 642 – RJ (Edifício Belacap)	Dezembro de 2010	27.910	20.546
		<u>31.450</u>	<u>23.036</u>
		<u>103.161</u>	<u>73.749</u>
Valores a receber		1.427	1.048
Direito em alienação de investimentos imobiliários		-	913
		<u>104.588</u>	<u>75.710</u>

No exercício de 2010, em atendimento a Instrução SPC nº 34, de 24 de setembro de 2009, procedeu-se à reavaliação dos investimentos imobiliários, conforme laudos técnicos emitidos por empresa especializada. O resultado positivo das reavaliações realizada em 2010, possibilitou um acréscimo patrimonial no montante líquido de R\$ 30.759 mil, registrado no fluxo dos investimentos.

Em 2009 a Eletros não efetuou reavaliações em seus imóveis.

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

Em setembro de 2006, foi realizada a venda da participação da Eletros no empreendimento Ilha Plaza Shopping no valor de R\$ 3.400 mil. No ato da assinatura da promessa de compra e venda foi recebido o valor de R\$1.000 mil, ficando o montante de R\$ 2.400 mil a ser liquidado em 4 parcelas anuais de R\$ 600 mil, que serão atualizadas com base na variação do INPC e juros de 8% a.a.

- **Outros realizáveis - Expurgos inflacionários nas OFND's**

Em 1991, a ABRAPP- Associação Brasileira das Entidades Fechadas de Previdência Complementar, impetrou medida cautelar e ação ordinária contra a União Federal, o Banco Nacional do Desenvolvimento Social e o Fundo Nacional do Desenvolvimento, para assegurar às Associadas a utilização das Obrigações do Fundo Nacional de Desenvolvimento - OFNDs no Programa Nacional de Desestatização, bem como garantir o direito à atualização monetária dos papéis pelo Índice de Preços ao Consumidor - IPC (IBGE). Em 1995, as ações foram julgadas improcedentes em decisões de primeira instância. A ABRAPP recorreu e, em dezembro de 2007, houve nova decisão, dessa vez favorável por unanimidade às Associadas envolvidas nas ações. Após diversos recursos entre as partes, em novembro de 2010, o Superior Tribunal de Justiça expediu certidão de trânsito em julgado, confirmando a decisão do mérito a favor da ABRAPP.

No que tange a apuração de valores, o laudo técnico encomendado pela Eletros, produzido pelo escritório JCM&B Advogados e Consultores, aferiu um total de R\$ 77.171 mil atualizado para dezembro de 2010, que foram registrados no Plano BD Eletrobras.

As diretrizes da metodologia de cálculo utilizada levaram em consideração (i) a documentação oficial que comprova a aquisição das OFND's pela Eletros; (ii) a legislação que trata da matéria e (iii) a decisão do processo judicial.

A base de cálculo foi composta (i) pela atualização dos valores das aquisições, aplicando os expurgos inflacionários de abril de 1990 à fevereiro de 1991; (ii) o cálculo dos expurgos inflacionários; (iii) o valor da remuneração mensal paga pelo título de abril de 1990 à fevereiro de 1991; (iv) os juros condenatórios.

NOTA 6 – GESTÃO ASSISTENCIAL – REALIZÁVEL:

Registra as atividades de controle das contribuições e dos benefícios, bem como do resultado do plano de benefícios de natureza assistencial. Os planos assistenciais à saúde, com registro e em situação ativa na Agência Nacional de Saúde Suplementar – ANS, devem efetuar e manter sua contabilidade em

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

separado, de forma a possibilitar a identificação, a independência do patrimônio e a adequação à legislação aplicável ao setor de saúde suplementar, bem como proceder o desdobramento analítico das contas relativas à gestão assistencial de acordo com a planificação contábil estabelecida pela ANS.

NOTA 7 – GESTÃO PREVIDENCIAL – EXIGÍVEL OPERACIONAL:

Em 31 de dezembro de 2010 e 2009, a gestão previdencial pode ser assim resumida:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Provisão do Adicional de Aposentadoria	52	22.948
IRRF a Recolher	3.075	2.600
Retenções a Recolher	1.363	-
Outras Exigibilidades	<u>266</u>	<u>179</u>
	<u>4.756</u>	<u>25.727</u>

Provisão do Adicional de Aposentadoria – Plano BD Eletrobras

O Adicional de Aposentadoria é um benefício oferecido aos participantes inscritos na vigência dos regulamentos 001, 002, 003 e 004 do Plano BD. Criado na vigência do regulamento 003, o Adicional correspondia a, no máximo, 25% do SRB (Salário Real de Benefício) – média dos 36 últimos salários sobre o qual o participante contribuiu para o fundo limitado a 20 salários mínimos fixados em Lei Federal.

A partir da entrada em vigor da Constituição Federal de 1988, que vedou a vinculação do salário mínimo para qualquer fim, a ELETROS passou a adotar o Teto de Contribuição para Previdência Social (TCPS) como limite para o cálculo do benefício de Adicional de Aposentadoria, que foi a metodologia utilizada pelo INSS para o cálculo da aposentadoria.

Este novo parâmetro adotado com base na legislação pátria gerou demandas judiciais de aposentados e de pensionistas. Com a recente orientação jurisprudencial do STF, a ELETROS encontrou amparo legal para formalizar acordo judicial e extrajudicial, que contempla a aplicação da metodologia original ao cálculo do benefício de Adicional de Aposentadoria.

Foi provisionado em 2008 o valor de R\$ 43.685 mil que representa o montante oferecido para acordo do Adicional de Aposentadoria, relativo aos valores das diferenças retroativas aos últimos 5 anos dos Benefícios Concedidos, observando-se o prazo prescricional.

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

Esse valor foi pago em razão dos acordos formalizados no exercício de 2009, sendo que para os participantes que permaneceram em litígio com a Eletros, providenciou-se registro dos respectivos valores no exigível contingencial.

No exercício de 2009 foi provisionado o compromisso futuro com os participantes que migraram para o Plano CD Eletrobras, e fazem jus à diferença de Reserva Matemática de Migração decorrente do acordo extrajudicial do Adicional de Aposentadoria, conforme deliberação do CDE da Eletros no montante de R\$ 22.948 mil.

Esse valor atualizado foi transferido para as Provisões Matemáticas dos participantes do Plano CD Eletrobras em abril de 2010.

NOTA 8 – EXIGÍVEL CONTINGENCIAL:

Registra as provisões destinadas a cobrir eventuais perdas com contingências previdenciais, fiscais e trabalhistas, deduzidas dos correspondentes depósitos judiciais, quando aplicável, apresentando a seguinte composição:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Gestão previdencial:	3.059	7.145
Provisão constituída	15.955	19.072
Depósitos judiciais	(12.896)	(11.927)
Gestão administrativa:	173	400
Provisão constituída	2.446	1.604
Depósitos judiciais	(2.273)	(1.204)
Investimentos:	-	-
Provisão constituída	8.836	8.771
Depósitos judiciais	(8.836)	(8.771)
	<u>3.232</u>	<u>7.545</u>

• Contingências da Gestão previdencial

De acordo com orientações dos advogados da Eletros e também considerando a análise detalhada dos processos ativos realizada pela divisão jurídica da Eletros, foram constituídas provisões relativas a processos judiciais movidos por participantes assistidos contra a Eletros, inclusive os processos judiciais

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

que envolvem as demandas relativas ao Adicional de Aposentadoria no montante de R\$ 3.059 mil.

- **Contingências da Gestão administrativa**

Referem-se a provisões destinadas a cobrir eventuais perdas com contingências trabalhistas e tributárias.

- **Contingências de Investimentos**

Referem-se a provisões destinadas a cobrir eventuais perdas com contingências relacionadas principalmente a IPTU, IOF, PIS e COFINS.

NOTA 9 – PROVISÕES MATEMÁTICAS:

As provisões matemáticas foram constituídas com base em cálculos executados pelos atuários responsáveis pelos planos, de acordo com os seus pareceres dos Planos CD ONS , CD Eletrobras, CV EPE e do Plano BD Eletrobras datados de 11 de março de 2011 e apresentam-se divididas como a seguir:

- **Benefícios concedidos**

Registram a totalidade dos recursos efetivamente acumulados pelos assistidos em gozo de benefício de prestação continuada, deduzidos das contribuições a receber dos beneficiados.

- **Benefícios a conceder**

Registram o valor atual dos compromissos correspondentes aos benefícios a conceder, deduzidos das correspondentes contribuições a receber.

- **Provisões matemáticas a constituir**

Registram o valor atual das contribuições extraordinárias futuras já vigentes, referentes a serviço passado, no mês a que se referirem os valores contabilizados como Provisões Matemáticas a Constituir.

Em 31 de dezembro de 2010 e 2009, as provisões matemáticas possuíam a seguinte composição consolidada:

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
BENEFÍCIOS CONCEDIDOS	<u>1.791.020</u>	<u>1.511.786</u>
Contribuição Definida	135.983	67.305
Benefício Definido	1.655.037	1.444.481
 BENEFÍCIO A CONCEDER	 <u>1.008.976</u>	 <u>975.137</u>
Contribuição Definida	596.099	548.919
Benefício Definido	412.877	426.218
 (-) PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR	 <u>(16.537)</u>	 <u>(76.837)</u>
(-) Serviço passado	(16.537)	(76.837)
	 <u><u>2.783.459</u></u>	 <u><u>2.410.086</u></u>

Provisões Matemáticas à Constituir

Em 31 de dezembro 2010 e 2009, as provisões matemáticas a constituir podem ser assim resumidas:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Operações não contratadas	<u>16.537</u>	<u>76.837</u>

a) Operações não contratadas

Composição do grupo Operações não Contratadas em 31 de dezembro:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Aporte de reservas do desbloqueio do SRC	181	57.026
Aporte de reservas de aposentadorias especiais	16.356	19.811
	<u>16.537</u>	<u>76.837</u>

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

• Aporte de reservas do desbloqueio do SRC

Representam os recursos a receber das patrocinadoras referentes a aportes de reservas originárias do desbloqueio do Salário Real de Contribuição (SRC), dos participantes que optaram pela migração ao Plano Previdenciário da Eletros até junho de 2008. Segue a sua composição:

	Plano de benefícios	2010	2009
Patrocinadoras:			
ELETROBRAS	CD	-	35.805
CEPEL	CD	-	19.860
ELETROS	CD	181	1.361
		<u>181</u>	<u>57.026</u>

Em 2010, as patrocinadoras Eletrobras e Cepel efetuaram integralmente o pagamento dos valores provisionados.

Conforme deliberação do Conselho Deliberativo da Eletros, a dívida da patrocinadora Eletros teve o seguinte tratamento:

- (a) A parcela correspondente à provisão matemática do SRC foi quitada em 2010;
- (b) O participante da Eletros teve a opção de parcelar o pagamento das contribuições devidas decorrentes do desbloqueio do SRC; e
- (c) A patrocinadora Eletros vem contribuindo paritariamente com o participante.

• Aporte de reservas de aposentadorias especiais

Estão em processo de cobrança ou de contratação com as patrocinadoras e referem-se, essencialmente, a aportes de reservas destinadas a aposentadorias especiais. Essas contribuições estão compostas como segue:

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

	Plano de benefícios	2010	2009
Patrocinadoras:			
ELETROBRAS	BD	5.315	8.096
ELETROBRAS	CD	110	2.990
CEPEL	BD	400	1.966
CEPEL	CD	10.531	6.759
		<u>16.356</u>	<u>19.811</u>

A redução ocorrida na conta "Aporte de Reservas de Aposentadorias Especiais", no exercício de 2010, deve-se a contratação de parte da dívida da Patrocinadora Cepel no montante de R\$ 1.625 mil e também pelo aporte da patrocinadora Eletrobras no montante de R\$11.862 mil.

Provisões matemáticas do plano de benefício definido - BD ELETROBRAS

Composição das provisões matemáticas do plano BD Eletrobras:

	2010	2009
Benefícios concedidos		
Aposentadoria	1.293.807	1.186.501
Pensões	103.100	96.751
Reversão de aposentadoria em pensão (assistidos)	146.063	125.140
	<u>1.542.970</u>	<u>1.408.392</u>
Benefícios a conceder		
Aposentadoria a conceder (ativos)	269.342	258.468
Pensões (ativos)	24.218	22.315
Benefício proporcional diferido (ativos)	11.016	10.594
Valor presente das contribuições futuras	(36.374)	(34.329)
	<u>268.202</u>	<u>257.048</u>
Provisões Matemáticas a Constituir		
Operações não contratadas	(5.715)	(10.062)
	<u>1.805.457</u>	<u>1.655.378</u>

As provisões matemáticas que migraram do plano BD Eletrobras para o plano CD Eletrobras, foram transferidas deduzindo-se as contribuições futuras devidas como assistidos no plano de origem.

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

Provisões matemáticas do plano de contribuição definida CD ELETROBRAS

Composição das provisões matemáticas do plano CD Eletrobras:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Benefícios concedidos		
Aposentadoria	234.130	97.518
Pensão por morte	5.623	1.377
	<u>239.753</u>	<u>98.895</u>
Benefícios a conceder		
Contribuição definida	455.515	445.993
Benefício Proporcional Diferido Saldado	144.674	165.494
	<u>600.189</u>	<u>611.487</u>
Provisões Matemáticas a Constituir		
Aporte de reservas do desbloqueio do SRC	-	(57.026)
Aporte de reservas de aposentadorias especiais	(10.822)	(9.749)
	<u>(10.822)</u>	<u>(66.775)</u>
	<u>829.120</u>	<u>643.607</u>

Provisões matemáticas do plano de contribuição definida CD ONS

Composição das provisões matemáticas do plano CD ONS:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Benefícios concedidos		
Aposentadoria	5.597	2.533
Pensão por morte	2.700	1.966
	<u>8.297</u>	<u>4.499</u>
Benefícios a conceder		
Contribuição definida	131.311	105.523
	<u>139.608</u>	<u>110.022</u>

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

Provisões matemáticas do plano de contribuição variável CV EPE

Composição das provisões matemáticas do plano CV EPE:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Benefícios a conceder		
Contribuição definida	<u>9.274</u>	<u>1.079</u>
	<u>9.274</u>	<u>1.079</u>

NOTA 10 – FUNDOS:

Fundo da Gestão Administrativa

O fundo da gestão administrativa se destina a cobrir os gastos relativos ao custeio administrativo da Eletros sendo constituído pela diferença entre as receitas (taxas de administração do ativo, taxas de carregamento previdencial, ressarcimentos de despesas operacionais e outras receitas) e as despesas administrativas.

Da rentabilidade auferida pelo fundo administrativo do PGA em 2010, no valor de R\$5.393 mil, foram usados no custeio R\$3.666 mil, o que permitiu que o valor remanescente fosse transferido para reforço do saldo do fundo, que atingiu em 31 de dezembro de 2010 a R\$62.064 mil (R\$60.337 mil em 2009).

As despesas Administrativas da Eletros no exercício de 2010 foram rateadas a partir da ponderação do tempo médio anual de alocação dos empregados nas gestões e o custo médio de cada área.

Fundo dos Investimentos

O fundo dos investimentos, denominado fundo garantidor de empréstimos é constituído para fazer face à quitação dos empréstimos concedidos aos participantes na eventualidade de seu falecimento. O montante desse fundo em 31 de dezembro de 2010 é de R\$7.255 (R\$ 5.177 mil em 2009).

NOTA 11 - DETALHAMENTO DOS SALDOS DAS RUBRICAS CONTÁBEIS COM A DENOMINAÇÃO “OUTROS”:

Composição dos registros contábeis relativos aos saldos das rubricas com a denominação “Outros(as)”, que ultrapassaram, em 31 de dezembro de 2010 e 2009, no total, um décimo do valor do respectivo grupo de contas:

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

Gestão Previdencial – realizável

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Outros recursos a receber		
Contribuições Contratadas participantes	4.595	-
	<u>4.595</u>	<u>-</u>
Outros realizáveis		
Valores a receber das patrocinadoras	15.823	12.770
Outros valores a receber	84	40
	<u>15.907</u>	<u>12.810</u>
	<u>20.502</u>	<u>12.810</u>

Gestão Administrativa – realizável

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Outros realizáveis		
Convênio de interveniência com o INSS	5.291	5.220
Valores a receber referente ao seguro plasas	404	100
Outros valores a receber	360	272
	<u>6.055</u>	<u>5.592</u>

Gestão Administrativa – exigível

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Outras exigibilidades		
Valores referentes a seguros a pagar	555	610
Valores referentes a convênios com as patrocinadoras	276	253
Outros	93	63
	<u>924</u>	<u>926</u>

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

NOTAS 13 – AÇÕES JUDICIAIS – TRIBUTÁRIAS:

A ELETROS, adicionalmente ao mencionado na nota explicativa 8, iniciou diversos processos judiciais que visam à recuperação de valores que reduziram seus ativos pela edição de planos de estabilização econômica e por mudanças na legislação que contemplava as entidades fechadas de previdência complementar com a imunidade tributária (Lei nº6.435/77).

NOTA 14 – EVOLUÇÃO DO DÉFICIT DO PLANO BD ELETROBRAS:

Déficit do Plano BD em 31/12/2009	<u>(94.527)</u>
Fatores ordinários de influência do resultado de 2010	<u>(34.929)</u>
- Resultado dos investimentos	241.708
- Resultado previdenciário	(117.810)
- Constituição das Provisões Matemáticas	(150.079)
- Taxa de Administração do Ativo + Sobrecarga administrativa	(8.748)
Déficit parcial	(129.456)
Fatores extraordinárias de influência do resultado de 2010	99.512
- Registro dos expurgos inflacionários nas OFND's	77.171
- Resultado da Reavaliação dos Imóveis	<u>22.341</u>
Déficit do Plano BD em 31/12/2010	<u><u>(29.944)</u></u>

O déficit do plano BD Eletrobras de R\$ 29.944 mil está decomposto em parcela de exclusiva responsabilidade da patrocinadora Instituidora Eletrobras, equivalente a R\$ 22.550 mil, conforme artigo 61 do regulamento do plano BD e em parcelas a serem pagas paritariamente entre participantes, assistidos e respectivas patrocinadoras, conforme parecer atuarial constante no DRAA.

Tais valores somam R\$ 3.697 mil para as patrocinadoras e R\$ 3.697 mil para todos os participantes ativos e somente assistidos a partir de 01.04.2006.

NOTA 12 - APRESENTAÇÃO DOS EFEITOS DAS CONSOLIDAÇÕES

Na consolidação dos balancetes são desconsiderados os lançamentos referentes a participação dos Planos Previdenciários BD Eletrobras e CD Eletrobras no Plano de Gestão Administrativa respectivamente no montante de R\$42.532 mil e R\$19.532 mil e aos valores a serem repassados pelo Plano Previdenciário BD Eletrobras para o Plano de Gestão Administrativas referente ao custeio administrativo no valor de R\$ 43 mil.

CONSOLIDAÇÃO DE BALANCETES								
EM 31/12/2010								
Grupo de Contas	Plano BD	Plano CD	PGA	Plano CV EPE	Plano CD ONS	Eliminação de Consolidação		Saldo Consolidado
						Débito	Crédito	
Disponível	-	1	276	-	-	-	-	277
Realizável	1.831.172	850.159	64.038	9.288	140.110	-	62.107	2.832.660
Gestão Previdencial	36.181	4.603	-	-	-	-	-	40.784
Gestão Administrativa	42.532	19.532	7.694	-	-	-	62.107	7.651
Investimentos	1.752.459	826.024	56.344	9.288	140.110	-	-	2.784.225
Permanente	-	-	2.904	-	-	-	-	2.904
Gestão Assistencial	-	-	-	-	-	-	-	13.072
Total do Ativo	1.831.172	850.160	67.218	9.288	140.110	-	62.107	2.848.913
Exigível Operacional	4.032	632	4.981	14	159 43	-	-	9.775
Gestão Previdencial	4.006	621	-	14	158 43	-	-	4.756
Gestão Administrativa	-	-	4.981	-	-	-	-	4.981
Investimentos	26	11	-	-	1	-	-	38
Exigível Contingencial	3.059	-	173	-	-	-	-	3.232
Gestão Previdencial	3.059	-	-	-	-	-	-	3.059
Gestão Administrativa	-	-	173	-	-	-	-	173
Investimentos	-	-	-	-	-	-	-	-
Patrimônio Social	1.824.081	849.528	62.064	9.274	139.951	62.064	-	2.822.834
Patrimônio de Cobertura	1.775.514	829.119	-	9.274	139.608	-	-	2.753.515
Fundos	48.567	20.409	62.064	-	343	62.064	-	69.319
Administrativos	42.532	19.532	62.064	-	-	62.064	-	62.064
Investimentos	6.035	877	-	-	343	-	-	7.255
Gestão Assistencial	-	-	-	-	-	-	-	13.072
Total do Passivo	1.831.172	850.160	67.218	9.288	140.110	62.107	-	2.848.913

BALANÇOS PATRIMONIAIS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009
 Em R\$ mil

ATIVO

	2010	2009
ATIVO CIRCULANTE	12.691	10.594
Disponível	68	23
Realizável	12.623	10.571
Aplicações	8.808	8.878
Créditos de Operações com Planos de Assistência à Saúde	1.971	1.117
Participação dos Beneficiários em Eventos Indenizados	685	379
Operadoras de Planos de Assistência à Saúde	1.286	738
Títulos e Créditos a Receber	1.844	576
ATIVO NÃO CIRCULANTE	381	54
Realizável a Longo Prazo		
Valores e Bens	381	54
TOTAL DO ATIVO	13.072	10.648

PASSIVO

PASSIVO CIRCULANTE	7.259	2.920
Provisões Técnicas de Operações de Assistência à Saúde	4.004	772
Provisão de Eventos/Sinistros a Liquidar	2.242	43
Provisão para Eventos/Sinistros Ocorridos e Não Avisados	1.762	483
Outras Provisões Técnicas	-	246
Débitos de Oper. de Assist. à Saúde Não Relacion. Com Planos de Saúde da Operadora	1.187	756
Tributos e Contribuições a Recolher	109	31
Empréstimos e Financiamentos a Pagar	250	250
Provisões	445	54
Débitos Diversos	1.264	1.057
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	3.899	3.890
Exigível a Longo Prazo		
Empréstimos e Financiamentos a Pagar	3.899	3.890
PATRIMÔNIO LÍQUIDO / PATRIMÔNIO SOCIAL	1.914	3.838
Patrimônio Social	1.863	1.687
Reservas	1.624	2.469
Reservas de Lucros / Sobras / Retenção de Superávits	1.624	2.469
Prejuízos (Déficits) Acumulados ou Resultado	(1.573)	(318)
TOTAL DO PASSIVO	13.072	10.648

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009
Em R\$ mil

	2010	2009
Contraprestações Efetivas / Prêmios Ganhos de Plano de Assistência à Saúde	15.744	14.233
Contraprestações Líquidas / Prêmios Retidos	15.311	14.182
Variação das Provisões Técnicas	246	(133)
Receita com Administração de Planos de Assistência à Saúde	524	272
Tributos Diretos de Operações com Planos de Assistência à Saúde da Operadora	(337)	(88)
Eventos / Sinistros Indenizáveis Líquidos	(16.273)	(13.203)
Eventos / Sinistros Conhecidos ou Avisados	(21.290)	(14.442)
Recuperação de Eventos/Sinistros Conhecidos ou Avisados	6.296	1.512
Variação da Provisão de Eventos/Sinistros Ocorridos e Não Avisados	(1.279)	(273)
Resultado das Operações com Planos de Assistência à Saúde	(529)	1.030
Outras Despesas Oper. de Assist. à Saúde Não Relac. com Planos de Saúde da Operadora	(2)	-
Resultado Bruto	(531)	1.030
Despesas Administrativas	(5.306)	(4.996)
Outras Receitas Operacionais	5.294	4.109
Outras Despesas Operacionais	(1.355)	(896)
Provisão para Contingências - Operacional	(44)	(7)
Outras	(1.311)	(889)
Resultado Financeiro Líquido	325	435
Receitas Financeiras	818	851
Despesas Financeiras	(493)	(416)
RESULTADO LÍQUIDO	(1.573)	(318)

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO SOCIAL
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009

	Patrimônio Social	Reservas de Lucros / Sobras / Retenções	Prejuízos/Déficits Acumulados	Total
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008	1.529	2.627	-	4.156
Aumentos do Patrimônio Social com lucros e reservas em espécies	158	-	(158)	-
Reversões de Reservas	-	(476)	476	-
Lucro /Superávit / Prejuízo Líquido do exercício	-	-	(318)	(318)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009	1.687	2.151	-	3.838
Aumentos do Patrimônio Social com lucros e reservas em espécies	176	-	(176)	-
Reversões de Reservas	-	(527)	527	-
Lucro /Superávit / Prejuízo Líquido do exercício	-	-	(1.924)	(1.924)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010	1.863	1.624	(1.573)	1.914

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA PELO MÉTODO DIRETO
DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009

Em R\$ mil

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
<u>ATIVIDADES OPERACIONAIS</u>		
Recebimento de Planos de Saúde	15.510	15.591
Resgate de Aplicações Financeiras	40.538	1.313
Outros Recebimentos Operacionais	39.040	3.777
Pagamento a Fornecedores / Prestadores de Serviços de Saúde	(35.963)	(13.545)
Pagamento de Pessoal	(3.007)	(3.123)
Pagamento de Serviços de Terceiros	(375)	(364)
Pagamento de Tributos	(1.246)	(304)
Pagamento de Contingências (Cíveis/Trabalhistas/Tributárias)	(345)	(552)
Pagamento de Aluguel	(105)	(53)
Pagamento de Promoção/Publicidade	(5)	-
Aplicações Financeiras	(39.650)	(938)
Outros Pagamentos Operacionais	(13.877)	(1.358)
Caixa Líquido das Atividades Operacionais	<u>515</u>	<u>444</u>
<u>ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</u>		
Pagamento de Juros - Empréstimos / Financiamentos / Leasing	(244)	(246)
Pagamento de Amortização - Empréstimos / Financiamentos / Leasing	(226)	(204)
Caixa Líquido das Atividades de Financiamento	<u>(470)</u>	<u>(450)</u>
VARIAÇÃO LÍQUIDA DO CAIXA	<u>45</u>	<u>(6)</u>
VARIAÇÃO LÍQUIDA DO CAIXA	<u>45</u>	<u>(6)</u>
CAIXA - Saldo Inicial	23	29
CAIXA - Saldo Final	68	23
Ativos Livres no Início do Período	8.202	8.132
Ativos Livres no Final do Período	<u>7.923</u>	<u>8.202</u>
AUMENTO/(DIMINUIÇÃO) NAS APLICAÇÕES FINANCEIRAS - RECURSOS LIVRES	<u>(279)</u>	<u>70</u>

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E 2009**

(Em R\$ mil)

NOTA 1 - CONTEXTO OPERACIONAL:

A Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS é uma entidade fechada de previdência complementar e operadora de plano privado de assistência à saúde, sem fins lucrativos, registrada na Agência Nacional de Saúde Suplementar – ANS sob o número 31390-4, classificada como autogestão. A Eletros oferta e gerencia o programa de assistência à saúde e tem por objeto a prestação continuada de serviços médico-hospitalares e odontológicos, destinados aos seus usuários.

São usuários do Plano Eletros-Saúde desde que participantes previdenciários:

- a) os assistidos e pensionistas da Eletros e seus dependentes diretos até o 1º grau, cônjuges ou companheiros(as);
- b) os funcionários da própria Eletros e seus dependentes descendentes diretos até o 1º grau, cônjuges ou companheiros(as);
- c) ex-funcionários das Patrocinadoras, de acordo com o Art.15 do Regulamento do Eletros-Saúde e seus dependentes descendentes diretos até o 1º grau, cônjuges ou companheiros(as).

O Plano Eletros-Saúde será custeado exclusivamente pelo seus usuários , através de contribuições mensais, pelos resultados dos investimentos de suas aplicações financeiras, por eventuais doações, subvenções, legados e rendas extraordinárias.

NOTA 2 - APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS:

As demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010, foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, com base nas disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações - Lei nº 6.404/76 alterada pelas Leis nº 11.638/07 e nº 11.941/09, nas normas estabelecidas pela ANS – Agência Nacional de Saúde, em especial das Resoluções Normativas nº 207/09 e 209/09, Instrução Normativa DIOPE nº 36/09, nos pronunciamentos, nas orientações e nas interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”).

NOTA 3 – PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS:

3.1 Apuração do resultado

- a) **Receita:** o resultado das transações é apurado pelo regime de competência dos exercícios. A partir de janeiro de 2010, a provisão de risco deixou de ser constituída e as contraprestações provenientes das operações de planos na modalidade de preço pré-estabelecido passaram a ser apropriadas pelo valor correspondente ao rateio diário do período de cobertura individual de cada contrato e a parcela das contraprestações correspondente aos dias do período de cobertura referentes ao mês subsequente passou a ser contabilizada na rubrica “Faturamento antecipado”.
- b) **Custo:** os eventos indenizáveis são constituídos com base no valor das faturas apresentadas pela rede credenciada. Como parte dessas faturas não são apresentadas dentro do período da sua competência, os eventos ocorridos e não avisados são registrados mediante constituição de provisão.

3.2 Aplicações Financeiras

As aplicações financeiras estão avaliadas pelo valor de mercado (nota explicativa nº 5).

3.3 Outros ativos e passivos (circulantes e não circulantes)

Um ativo é reconhecido no balanço patrimonial quando for provável que seus benefícios econômicos futuros serão gerados em favor da entidade e seu custo ou valor puder ser mensurado com segurança. Um passivo é reconhecido quando a empresa possui uma obrigação legal ou é constituído como resultado de um evento passado, sendo provável que um recurso econômico seja requerido para liquidá-lo. São acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e das variações monetárias incorridas. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido.

Os ativos e passivos são classificados como circulantes quando sua realização ou liquidação é provável que ocorra nos próximos doze meses. Caso contrário, são demonstrados como não circulantes.

3.4 Provisões técnicas

São calculadas com base em metodologia estabelecida pela Resolução Normativa ANS nº 209/09, excetuando-se a provisão de eventos a liquidar que é calculada com base nas faturas de prestadores de serviços de assistência à saúde efetivamente recebidas pelas operadoras, conforme estabelecido pela ANS (nota explicativa nº 9).

3.5 Empréstimos e financiamentos

São registrados pelo valor do principal, acrescidos dos encargos financeiros proporcionais até a data do balanço.

3.6 Passivos contingentes

São provisionados quando as perdas forem avaliadas como prováveis e os montantes envolvidos forem mensuráveis com suficiente segurança. Os passivos contingentes avaliados como perdas possíveis são apenas divulgados em nota explicativa e os passivos contingentes avaliados como perdas remotas não são provisionados nem divulgados.

NOTA 4 – DISPONÍVEL

O saldo desta rubrica em 31 de dezembro de 2010 e 2009 está representado por numerário mantido em conta corrente para pagamento de serviços de assistência à saúde, conforme demonstrado abaixo:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Bancos	68	23
Total	<u>68</u>	<u>23</u>

NOTA 5 – APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2010 e 2009, as aplicações financeiras apresentavam a seguinte composição:

5.1 Aplicações Vinculadas a Provisões Técnicas:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Cotas de Fundos de Investimentos (a)	<u>953</u>	<u>700</u>
Total	<u>953</u>	<u>700</u>

a) Aplicação em fundos de investimentos de Renda Fixa dedicado ao setor de saúde suplementar - ANS, junto ao Banco Bradesco S/A.

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

A Eletros constituiu ativos garantidores com aplicações financeiras que lastreiam provisões técnicas (nota Explicativa nº 9), cuja movimentação segue regras estabelecidas pela ANS.

5.2 Aplicações Não Vinculadas a Provisões:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Cotas de Fundos de Investimentos (a)	7.282	7.433
Caderneta de Poupança	<u>573</u>	<u>745</u>
Total	<u>7.855</u>	<u>8.178</u>

a) Aplicação em fundos de investimentos Multimercado, junto ao Banco Alfa Itaipava, adquirido com o propósito de ser ativa e frequentemente negociado.

6 – CRÉDITOS DE OPERAÇÕES COM PLANOS DE ASSISTÊNCIA À SAÚDE

O saldo da rubrica Créditos de Operações com Planos de Assistência à Saúde é composto como segue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Participação dos Benef. em Eventos Ressarcimento Convênio Médico Hospitalar	685	738
Operadoras de Planos de Assistência a Saúde Ressarcimento Convênio de Reciprocidade	<u>1.286</u>	<u>379</u>
Total	<u>1.971</u>	<u>1.117</u>

6.1 Participação dos Beneficiários em Eventos Indenizáveis:

- Refere-se ao valor proveniente da coparticipação dos usuários em exames médicos ou odontológicos, tratamento seriados e próteses/órteses, de acordo com os percentuais estabelecidos na tabela geral de cobertura do Plano Eletros-Saúde.

6.2 Operadoras de Planos de Assistência à Saúde:

- Refere-se ao Convênio de Reciprocidade firmado entre o Plano Eletros-Saúde com outras fundações e empresas do setor elétrico, com o objetivo de atender a seus usuários dando assistência médico-hospitalar.

NOTA 7 – TÍTULOS E CRÉDITOS A RECEBER

O saldo desta rubrica refere-se a valores a receber por serviços não relacionados ao plano de saúde, basicamente repasse de mensalidades dos assistidos e do valor do ressarcimento de despesas administrativas dos convênios firmados com a Eletrobras e Cepel:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Valores a serem repassados pela Eletros (a)	1.359	-
Ressarcimento de despesas administrativas	214	180
Fundo Rotativo CEPTEL	151	294
Outros valores a receber	120	102
Total	<u>1.844</u>	<u>576</u>

- a) Mensalidades dos assistidos descontadas na folha de pagamento dos planos previdenciários.

NOTA 8 – DEPÓSITOS JUDICIAIS

Registra os valores correspondentes aos depósitos judiciais com contingências tributárias, trabalhistas e cíveis. Demonstramos a seguir a sua composição:

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

	2010	2009
Tributários		
COFINS	279	-
PIS	45	-
	324	-
Trabalhistas	18	17
Cíveis	39	37
Total	381	54

NOTA 9 - PROVISÕES TÉCNICAS DE OPERAÇÕES À SAÚDE

	2010	2009
Provisão de eventos a liquidar (a)	2.242	43
Provisão para eventos ocorridos e não avisados (b)	1.762	483
Outras Provisões técnicas	-	246
Total	4.004	772

- a) Provisão para garantia de eventos já ocorridos, registrados contabilmente e ainda não pagos.
- b) Provisão para fazer frente aos pagamentos dos eventos que já tenham ocorrido e que não tenham sido avisados, constituída com base em cálculo definido pela RN 209/10, a qual está registrada integralmente de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 25/09 do Comitê de Pronunciamentos Contábeis. O registro da provisão de acordo com o CPC 25/09, impactou o resultado do exercício em R\$ 881 mil. Foi constituída parte das garantias financeiras por meio de aplicações financeiras para a provisão de 31 de dezembro de 2010 (nota explicativa nº 5).

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

NOTA 10 – DÉBITOS DE OPERAÇÕES DE ASSISTÊNCIA À SAÚDE NÃO RELACIONADOS COM PLANOS DE SAÚDE DA OPERADORA

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Fundo rotativo Eletrobras (Convênio ECV-249-C/10)	583	756
Valores a serem repassados a Eletros (a)	520	-
Outros valores a pagar	84	-
Total	<u>1.187</u>	<u>756</u>

a) Refere-se aos valores das despesas administrativas a serem ressarcidas à Eletros.

NOTA 11 - TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

Em 31 de dezembro de 2010 e 2009, os tributos e contribuições a recolher apresentava a seguinte composição:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Imposto de renda retido na fonte	20	15
INSS	39	-
Imposto sobre serviços -ISS	22	-
Outros	28	16
Total	<u>109</u>	<u>31</u>

NOTA 12 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS A PAGAR

O saldo desta rubrica em 31 de dezembro de 2010 e 2009 está composto da seguinte forma:

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

	2010	2009
Circulante	250	250
Não circulante	3.899	3.890
Total	4.149	4.140

Refere-se a valores a pagar para a Fundação FABES, oriundos do saldo remanescente no Fundo Transitório, transferido em sua totalidade à Fabes, conforme decisão tomada na 164ª. Reunião de Conselho Deliberativo da Eletros, em 18 de dezembro de 2009, e o disposto no Termo de Acordo para Transferência de Créditos em favor da Fundação FABES (IPA-019-09), datado de 30 de dezembro de 2009.

A amortização do empréstimo com a FABES iniciou-se em janeiro de 2010, em continuação ao plano de amortização estabelecido anteriormente, com as seguintes condições:

Prazo de amortização: 15 anos

Reajuste: INPC

Taxa de juros: 0,5% a.m.

Periodicidade do reajuste: anual

NOTA 13 – PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A Eletros constitui provisão para contingências com base na opinião de seus advogados. Com isso, a entidade provisiona a totalidade dos processos classificados com risco de perda provável, a qual considera suficiente para cobrir eventuais perdas processuais. Os saldos provisionados estão demonstrados a seguir:

	2010	2009
Trabalhistas	18	17
Cíveis	49	37
Tributárias (PIS e COFINS)	378	-
Total	445	54

A Eletros possui depósitos judiciais, quando requeridos, registrados em seu ativo referentes aos processos em andamento (nota explicativa nº 8).

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

NOTA 14 – DÉBITOS DIVERSOS– CONTRAPRESTAÇÕES RECEBIDAS

O saldo desta rubrica no montante de R\$ 1.264 mil (R\$ 1.057 mil em 2009) refere-se ao registro da antecipação das mensalidades dos assistidos. No mês de cobertura do risco, a contabilidade realiza a baixa do referido montante e apropria essa receita no resultado do período, em atenção ao princípio da competência.

NOTA 15 – PATRIMÔNIO SOCIAL

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Patrimônio Social		
Patrimônio Social	1.295	1.295
Patrimônio Mínimo ajustado	<u>568</u>	<u>392</u>
	<u>1.863</u>	<u>1.687</u>
Reservas		
Fundo de Reserva		
Fundo Garantidor	1.144	1.563
Fundo Parceria Banco Real	333	906
Fundo Assistencial	<u>147</u>	<u>-</u>
	<u>1.624</u>	<u>2.469</u>
Déficits Acumulados	<u>(1.573)</u>	<u>(318)</u>
Total	<u>1.914</u>	<u>3.838</u>

Em atendimento a Resolução Normativa RN nº 209, de 22 de dezembro de 2009 que revogou a Resolução normativa RN nº 206, de 2 de dezembro de 2009, foram constituídos a partir de janeiro de 2008, o fundo Patrimônio Mínimo Ajustado – PMA e a Provisão para Eventos Ocorridos e Não Avisados – PEONA, que incorporam a finalidade do Fundo Garantidor constituído até dezembro de 2007.

15.1 Reservas

- **Fundo Garantidor do Eletros-Saúde**

O Fundo Garantidor do Eletros-Saúde foi constituído nos exercícios de 2006 e 2007, e tinha por finalidade a redução de déficits futuros. A contribuição para o fundo garantidor foi calculada com base no percentual de 5% sobre as contribuições vertidas para o plano, a partir de julho de 2006 e estão sendo utilizados para redução de mensalidades dos participantes desde janeiro de 2008.

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

• Fundo Parceria Banco Real

Conforme deliberação do CDE, o Fundo Parceria Banco Real foi constituído no exercício de 2007 com os recursos recebidos no período de janeiro de 2006 a agosto de 2007, relativos ao convênio com o Banco Real.

Os recursos oriundos do convênio com o Banco Real, tem como contrapartida a centralização, naquele banco, do pagamento da folha de pagamento dos assistidos e dos empregados da Eletros e foram utilizados para redução de mensalidades da categoria de assistidos e pensionistas desde setembro de 2007 até setembro de 2010.

Conforme deliberação do Conselho Deliberativo da Eletros, o saldo existente no fundo parceria Banco Real em setembro de 2010 deverá ser repassado mensalmente para os assistidos que possuam o plano Eletros-Saúde no valor individual de R\$76,70, até a extinção do saldo.

• Fundo Assistencial

Fundo constituído a partir de outubro de 2010, com base na deliberação do Conselho Deliberativo da Eletros que definiu que do valor resultante da renovação do convênio com o Banco Real, R\$ 37.500 mensais sejam utilizados como receita do plano Eletros-Saúde de outubro/2010 a setembro/2011, totalizando R\$ 450.000, e que a diferença do recebimento mensal deste contrato seja destinado à constituição de um novo fundo denominado Fundo Assistencial, ainda sem destinação definida, visto a intenção de se estudar uma forma de beneficiar toda a coletividade de participantes ativos e assistidos da Eletros.

NOTA 16 – DESPESAS ADMINISTRATIVAS

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Pessoal	3.325	3.123
Serviços de terceiros (a)	422	367
Localização e funcionamento (b)	552	365
Publicidade e propaganda	8	-
Tributos (c)	16	308
Contingências (d)	379	313
Outras	604	520
Total	<u>5.306</u>	<u>4.996</u>

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

- (a) Serviços advocatícios e de consultoria, entre outros;
- (b) Utilização e manutenção das instalações da entidade, como luz, água, serviços de manutenção, etc;
- (c) Impostos e contribuições (IPTU e taxa de saúde suplementar); e
- (d) Refere-se basicamente a constituição de provisão de contingência de PIS e COFINS.

NOTA 17 – OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Outras despesas operacionais		
Provisão para Contingências	44	7
Outras (a)	<u>1.311</u>	<u>889</u>
Total	<u>1.355</u>	<u>896</u>

- (a) Refere-se basicamente ao repasse do subsídio aos assistidos do convênio com o Banco Real e as constituições e remunerações dos fundos de reserva.

NOTA 18 – RESULTADO FINANCEIRO

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Receitas financeiras		
Recebimentos em atraso	2	4
Aplicações financeiras (a)	782	821
Outras	<u>34</u>	<u>26</u>
	<u>818</u>	<u>851</u>
Despesas financeiras		
Empréstimos e financiamentos (b)	480	414
Pagamento de tributos	5	-
Outras	<u>8</u>	<u>2</u>
	<u>493</u>	<u>416</u>
Total líquido	<u>325</u>	<u>435</u>

- (a) Refere-se ao rendimento das aplicações financeiras em fundos de investimentos de Renda Fixa.

- (b) Refere-se aos encargos financeiros sobre valores a pagar para a Fundação Fabes.



1

**MINISTÉRIO DA PREVIDÊNCIA SOCIAL
SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR
FOLHA DE ENCAMINHAMENTO
DO DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS**

ENTIDADE

1- SIGLA: ELETROS

2- CÓDIGO: 00326

3- RAZÃO SOCIAL: FUNDACAO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

DADOS DOS PLANOS

4- NÚMERO DE PLANOS: 4

5- PLANOS	6- APROVAÇÃO	7- INÍCIO	8- ÚLTIMA ALTERAÇÃO	9- VALOR DE RESGATE	10- NÚMERO DE EMPREGADOS	11- FOLHA SALÁRIO DA PATROCINADORA
19.790.021-18 - PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL	25/07/1979	02/08/1979		R\$ 46.899.544,76	2.066	R\$ 15.084.385,33

12- OBSERVAÇÕES:

ENTIDADE	RESERVADO À SPC
ASS. REPRESENTANTE DA ENTIDADE	
NOME:	
CARGO:	



2

**MINISTÉRIO DA PREVIDÊNCIA SOCIAL
SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR
DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS**

ENTIDADE

1- SIGLA: ELETROS **2- CÓDIGO:** 00326
3- RAZÃO SOCIAL: FUNDACAO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

PLANO

4- NOME DO PLANO: 19.790.021-18 - PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL
5- PATROCINADORAS: 1.180/0001-26; 34.268.789/0001-88; 42.288.886/0001-60
6- MOTIVO DA AVALIAÇÃO: ANUAL

ATUÁRIO RESPONSÁVEL

8- MTb: 426 **9- MIBA:** 426 **7- CPF:** 405.910.507-49 **12- CNPJ:** 30.020.036/0001-06

AVALIAÇÃO DO PLANO

13- DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2010 **14- DATA BASE:** 31/12/2010 **15- MOEDA:** R\$ 1,00

DADOS DO PLANO

16- SITUAÇÃO DO PLANO: ATIVO EM EXTINCAO **17- DATA DE DESATIVAÇÃO:** 30/05/2006

23- OBSERVAÇÕES

Os benefícios de prestação continuada tem uma mensalidade adicional no último mês do ano, denominada de abono anual, igual a tantos 1/12 (um doze avos), quantos forem os meses em gozo do benefício no ano em questão, do valor do benefício do mês de dezembro.



3

**MINISTÉRIO DA PREVIDÊNCIA SOCIAL
SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR
DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS**

1- SIGLA: ELETROS

2- CÓDIGO: 00326

3- RAZÃO SOCIAL: FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

4- NOME DO PLANO: 19.790.021-18 - PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL

CARACTERÍSTICAS DO PLANO

18- BENEFÍCIOS: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR IDADE

19- NÍVEL BÁSICO DO BENEFÍCIO: (SRB INSS) COM ADICIONAL MÍNIMO DE ATÉ 25% DO SRB.

21- REGIME FINANCEIRO: Capitalização

22. MÉTODO: Capitalização Financeira

18- BENEFÍCIOS: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA ESPECIAL

19- NÍVEL BÁSICO DO BENEFÍCIO: (ANOS DE FILIAÇÃO PARA A PREVIDÊNCIA SOCIAL / 35)*(SRB INSS)

21- REGIME FINANCEIRO: Capitalização

22. MÉTODO: Capitalização Financeira

18- BENEFÍCIOS: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR TEMPO DE SERVIÇO

19- NÍVEL BÁSICO DO BENEFÍCIO: (SRB INSS) COM ADICIONAL MÍNIMO DE ATÉ 25% DO SRB.

21- REGIME FINANCEIRO: Capitalização

22. MÉTODO: Capitalização Financeira

18- BENEFÍCIOS: BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO

19- NÍVEL BÁSICO DO BENEFÍCIO: (PROPORÇÃO)X(SRB INSS)

21- REGIME FINANCEIRO: Capitalização

22. MÉTODO: Capitalização Financeira

18- BENEFÍCIOS: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR INVALIDEZ

19- NÍVEL BÁSICO DO BENEFÍCIO: (SRB INSS) COM ADICIONAL MÍNIMO DE ATÉ 25% DO SRB.

21- REGIME FINANCEIRO: Capitalização

22. MÉTODO: Capitalização Financeira

18- BENEFÍCIOS: COMPLEMENTAÇÃO DE PENSÃO

19- NÍVEL BÁSICO DO BENEFÍCIO: 70% DA COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA

21- REGIME FINANCEIRO: Capitalização

22. MÉTODO: Capitalização Financeira

18- BENEFÍCIOS: RESTITUIÇÃO DE CONTRIBUIÇÃO

19- NÍVEL BÁSICO DO BENEFÍCIO:

21- REGIME FINANCEIRO:

22. MÉTODO:



4

**MINISTÉRIO DA PREVIDÊNCIA SOCIAL
SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR
DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS**

1- SIGLA: ELETROS	2- CÓDIGO: 00326
3- RAZÃO SOCIAL: FUNDACAO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS	
4- NOME DO PLANO: 19.790.021-18 - PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL	
5- PATROCINADORAS: 1.180/0001-26; 34.268.789/0001-88; 42.288.886/0001-60	

RESULTADO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL - VALORES

24. ATIVO LÍQUIDO DO PLANO:	R\$ 1.775.513.837,15
25. RESERVAS MATEMÁTICAS:	R\$ 1.805.457.899,33
26. BENEFÍCIOS CONCEDIDOS:	R\$ 1.542.969.467,08
27. Benefícios do Plano:	R\$ 1.542.969.467,08
28. Contribuição da Patrocinadora sobre os Benefícios:	R\$ 0,00
29. Outras Contribuições da Geração Atual:	R\$ 0,00
30. Outras Contribuições das Gerações Futuras:	R\$ 0,00
31. BENEFÍCIOS A CONCEDER:	R\$ 268.202.992,85
32. Benefícios do Plano com a Geração Atual:	R\$ 304.576.961,52
33. Contribuições da Patrocinadora sobre Benefícios da Geração Atual:	R\$ 0,00
34. Outras Contribuições da Geração Atual:	R\$ 36.373.968,67
35. Benefícios do Plano com as Gerações Futuras:	R\$ 0,00
36. Contribuições sobre Benefícios com as Gerações Futuras:	R\$ 0,00
37. Outras Contribuições das Gerações Futuras:	R\$ 0,00
38. RESERVA A AMORTIZAR:	R\$ 5.714.560,60
39. Pelas Contribuições Especiais Vigentes:	R\$ 5.714.560,60
40. Por ajustes das Contribuições Especiais Vigentes:	R\$ 0,00
41. DÉFICIT TÉCNICO:	R\$ 29.944.062,18
42. SUPERÁVIT TÉCNICO:	R\$ 0,00
43. RESERVA DE CONTINGÊNCIA:	R\$ 0,00
44. RESERVA PARA AJUSTES DO PLANO:	R\$ 0,00

RESULTADO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL - CUSTO

45. Aposentadorias:	20,2800 %
46. Invalidez:	0,6000 %
47. Pensão por Morte:	2,0000 %
48. Auxílio-Doença:	0,0000 %
49. Pecúlio por Morte:	0,0000 %
50. Resgate:	0,0000 %
51. Outros Benefícios:	0,0000 %
52. Outros Benefícios:	0,0000 %
53. Outros Benefícios:	0,0000 %
54. Total de Benefícios:	22,8800 %
55. Suplementar:	0,0000 %
56. Amortização do Déficit:	0,0000 %
57. Administração:	0,7000 %
58. Total:	23,5800 %

RESULTADO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL - CONTRIBUIÇÕES

59. PATROCINADORES:	11,7900 %
60. Normal:	11,7900 %
61. Amortizante:	0,0000 %
62. PARTICIPANTES ATIVOS:	11,7900 %
63. Normal:	11,7900 %
64. Amortizante:	0,0000 %
65. PARTICIPANTES ASSISTIDOS:	5,7650 %



5

**MINISTÉRIO DA PREVIDÊNCIA SOCIAL
SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR
DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS**

1- SIGLA: ELETROS

2- CÓDIGO: 00326

3- RAZÃO SOCIAL: FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

4- NOME DO PLANO: 19.790.021-18 - PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL

5- PATROCINADORAS: 1.180/0001-26; 34.268.789/0001-88; 42.288.886/0001-60

RESULTADO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL - OBSERVAÇÕES

66 a. Data em que o plano de custeio passará a vigorar:

01/04/2011

66 b. **Observação:** Aposentadorias, Invalidez e Pensão por Morte (campos 45, 46 e 47) - Custos abertos para cada um desses benefícios proporcionalmente ao valor atual dos benefícios futuros dos participantes em Risco Não Iminente. Resgates (campo 50) - Incluído no custo de aposentadorias (campo 45) por ter sido feita avaliação considerando o "turnover" (rotatividade) nulo. Administração (campo 57) - 3% dos montantes das contribuições previdenciárias normais e extraordinárias recolhidas à ELETROS, acrescido de 0,5% (meio por cento) ao ano, pro-rata mês, dos Investimentos Líquidos do Plano para custear a gestão desse Patrimônio. Benefícios do Plano (campo 27) - Inclui o valor do Saldo das Operações Não Contratadas de R\$ 5.714.560,60 e inclui a Reversão das Aposentadorias já Concedidas em Pensão (Ver (*1) do item 3 do Parecer Atuarial da folha 3/3 deste DRAA). Provisão Matemática a Constituir (campo 38) - Sendo o saldo das Operações Não Contratadas igual a R\$ 5.714.560,60.



6

**MINISTÉRIO DA PREVIDÊNCIA SOCIAL
SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR
DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS**

1- SIGLA: ELETROS	2- CÓDIGO: 00326
3- RAZÃO SOCIAL: FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS	
4- NOME DO PLANO: 19.790.021-18 - PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL	
5- PATROCINADORAS: 1.180/0001-26; 34.268.789/0001-88; 42.288.886/0001-60	

HIPÓTESES ATUARIAIS

A.1.a Indexador do Plano (Reajuste dos Benefícios):	INPC (IBGE)
A.1.b Taxa Real Anual de Juros:	5,5000
A.2 Projeção de Crescimento Real de Salário:	2,8600
A.3 Projeção de Crescimento Real do Maior Salário de Benefício do INSS:	0,0000
A.4 Projeção de Crescimento Real dos Benefícios do Plano:	0,0000
A.5 Fator de Determinação do Valor Real ao Longo do Tempo dos Salários:	0,9800
A.6 Fator de Determinação do Valor Real ao Longo do Tempo dos Benefícios da Entidade:	0,9800
A.7 Fator de Determinação do Valor Real ao Longo do Tempo dos Benefícios do INSS:	0,0000
A.8 Hipóteses sobre gerações Futuras de Novos Entrados: Não há.	
A.9.a Hipóteses sobre Rotatividade (percentual):	0,0000
A.9.b Descrição das Hipóteses sobre Rotatividade: Nula.	
A.10.a Tábua Mortalidade Geral:	AT-2000
A.10.b Observação sobre a Tábua de Mortalidade Geral: Não há.	
A.11.a Tábua Mortalidade de Inválidos:	AT-83
A.11.b Observação sobre a Tábua de Mortalidade de Inválidos: Não há.	
A.12.a Tábua Entrada em Invalidez:	LIGHT
A.12.b Observação sobre a Tábua de Entrada em Invalidez: Não há.	
A.13 Outras Tábuas Biométricas Utilizadas: Não há.	
A.14 Hipóteses sobre Composição de Família de Pensionistas: Experiência Regional.	
A.15 Outras Hipóteses não Referidas Anteriormente: Não há.	



7

**MINISTÉRIO DA PREVIDÊNCIA SOCIAL
SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR
DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS**

1- SIGLA: ELETROS	2- CÓDIGO: 00326
3- RAZÃO SOCIAL: FUNDACAO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS	
4- NOME DO PLANO: 19.790.021-18 - PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL	
5- PATROCINADORAS: 1.180/0001-26; 34.268.789/0001-88; 42.288.886/0001-60	

INFORMAÇÕES GERAIS

A.16 Quantidade de Participante Ativo do Sexo Feminino:	108
A.17 Quantidade de Participante Ativo do Sexo Masculino:	261
A.18 Tempo Médio de filiação ao Plano:	21,00
A.19 Salário de Participação Médio:	R\$ 7.424,16
A.20 Quantidade de Participantes Autopatrocinados:	1
A.21 Idade Média de Participantes Autopatrocinados:	53,00
A.22 Quantidade de Participantes Assistidos:	1.320
A.23 Folha de Salário de Participação:	R\$ 2.739.516,07
A.24 Quantidade de Aposentadorias Especiais:	0
A.25 Complementação Média de Aposentadorias Especiais:	R\$ 0,00
A.26 Idade Média de Aposentadorias Especiais:	0,00
A.27 Quantidade de Aposentadorias:	1.258
A.28 Complementação Média de Aposentadorias:	R\$ 8.079,74
A.29 Idade Média de Aposentadorias:	67,00
A.30 Quantidade de Aposentadorias por invalidez:	62
A.31 Complementação Média de Aposentadorias por Invalidez:	R\$ 3.524,95
A.32 Idade Média de Aposentadorias por Invalidez:	61,00
A.33 Quantidade de Pensões:	337
A.34 Complementação Média das Pensões:	R\$ 4.554,79
A.35 Quantidade de Benefícios Diferidos:	30
A.36 Complementação Média de Benefícios Diferidos:	R\$ 2.436,60
A.37 Quantidade de Outros Benefícios Vitálicos (1):	0
A.38 Complementação Média de Outros Benefícios Vitálicos(1):	R\$ 0,00
A.39 Quantidade de Outros Benefícios Vitálicos(2):	0
A.40 Complementação Média de Outros Benefícios Vitálicos(2):	R\$ 0,00
A.41 Observações: Taxa Real Anual de Juros (campo A-1) - INDEXADOR ECONÔMICO: INPC do IBGE. Projeção de crescimento real de salário (campo A-2) - $(A + \text{Blog } x)^{(x-15)}$ onde $A = -8.128$, $B = 2.926$ e $\text{PROD} = 1\%$ ao ano. Aposentadorias Especiais (campo A-24, A-25 e A-26) - Incluídas as aposentadorias especiais junto com as aposentadorias não decorrentes de invalidez.	



8

**MINISTÉRIO DA PREVIDÊNCIA SOCIAL
SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR
DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS**

1- SIGLA: ELETROS

2- CÓDIGO: 00326

3- RAZÃO SOCIAL: FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

4- NOME DO PLANO: 19.790.021-18 - PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL

5- PATROCINADORAS: 1.180/0001-26; 34.268.789/0001-88; 42.288.886/0001-60

PARECER ATUARIAL

1) A situação atuarial do Plano BD-ELETROBRÁS da ELETROS, em 31/12/2010, considerando que, ao final de 2009, se registrou o encerramento do primeiro exercício com o processo de transferência de participantes desse Plano para o Plano CD-ELETROBRÁS da ELETROS totalmente finalizado, e considerando a utilização do método de capitalização ortodoxa (consistente com o fechamento, desde 01/04/2006, deste Plano a novas adesões de participantes, como consequência da entrada em vigor do Plano CD-ELETROBRÁS), apresentou-se, em 31/12/2010, adotando-se as mesmas hipóteses atuariais adotadas na avaliação atuarial do ano de 2009, com um Déficit Técnico Acumulado em processo de negociação de R\$ (29.944.062,18), equivalente à 1.69% do Patrimônio de Cobertura do Plano, então existente, no Plano BD-ELETROBRÁS de R\$ 1.775.513.837,15.

FATO RELEVANTE 1: Existe um ganho já transitado em julgado, disposto em Parecer Jurídico e Laudo Técnico proferido pelo escritório de advocacia JCM&B, incorporado ao Patrimônio de Cobertura do Plano, da ordem de R\$ 77 milhões, na posição de encerramento do exercício de 2010, relativo às OFND (Obrigação do Fundo Nacional de Desenvolvimento), e em 2010 foi feita uma reavaliação de imóveis na carteira de investimentos do Plano BD-ELETROBRÁS, o que representou R\$ 22.341.000,00, permitindo significativa redução do Déficit Técnico Acumulado em processo de negociação para R\$ (29.944.062,18), registrado ao final de 2010.

FATO RELEVANTE 2: No equacionamento do Déficit Técnico Acumulado de R\$ (29.944.062,18) foi escolhida, pela Área Atuarial e pela Diretoria da ELETROS, através da JM/0691/2011 de 11/03/2011, a proposta de equacionamento apresentada, que consiste na realização de cobrança de contribuições extraordinárias para participantes, assistidos e Patrocinadoras;

O financiamento dos benefícios do Plano BD-ELETROBRÁS (líquidos das contribuições dos assistidos incidentes sobre os benefícios) deve ser feito de forma paritária, em conformidade com o Art. 1º da Resolução CGPC nº 01 de 20/12/2000;

Importante ressaltar ainda que a Patrocinadora ELETROBRAS será responsável pelo pagamento da totalidade do Déficit Técnico correspondente aos que já tinham a condição de assistido na data do fechamento do plano BD, nos moldes do disposto no Art. 61 do Regulamento do Plano BD-ELETROBRÁS.

i) Responsabilidade da Patrocinadora ELETROBRÁS (Art. 61 do Regulamento do Plano BD-ELETROBRÁS §§ 1º e 2º do Regulamento):

• 100% da Parcela 1 = 100% de = 100% de R\$ (22.549.512,54) = R\$ (22.549.512,54) (*); e

ii) Responsabilidade das Patrocinadoras ELETROBRÁS, CEPEL e ELETROS:

• 50% da Parcela 2 = 50% de = 50% de R\$ (7.394.549,64) = R\$ (3.697.274,82) (*).

TOTAL: R\$ (26.246.787,36)

iii) Responsabilidade dos Assistidos que entraram em gozo de benefício de prestação continuada a partir do fechamento do Plano BDELETROBRÁS a novas adesões e dos Participantes:

• 50% da Parcela 2 = 50% de = 50% de R\$ (7.394.549,64) = R\$ (3.697.274,82) (*).

TOTAL: R\$ (3.697.274,82)

IMPORTANTE 1: A ELETROS deverá estabelecer com a participação e a orientação da consultoria atuarial responsável pelo Plano BD-ELETROBRÁS, plano de equacionamento do Déficit Técnico Acumulado apurado ao final do exercício de 2010, dentro do Exercício de 2011, cuja implantação se dará após as devidas aprovações estatutárias e legais.

(*) MODELO DE EQUACIONAMENTO PROPOSTO PARA O DÉFICIT TÉCNICO (ACUMULADO) DE R\$ (29.944.062,18), existente em 31/12/2010:

O modelo de equacionamento proposto para o referido Déficit da Eletros consiste na aplicação de duas progressões geométricas (PG's), onde, na parcela que corresponde à responsabilidade da Patrocinadora Eletrobras (Art. 61 do Regulamento do plano BD Eletrobrás), o primeiro termo da PG, denominado "a1" é equivalente a 40% (quarenta por cento) de 12 parcelas da prestação mensal, calculado pelo método "PRICE", cujo montante corresponde ao valor de R\$ 22.549.512,54, calculada no prazo de 9 anos (ou 108 meses); a segunda parcela, em que também é aplicada a Progressão Geométrica, o 1º termo "a1" é equivalente a 40% (quarenta por cento) de 12 parcelas da prestação mensal, calculado pelo método "PRICE", da parcela do déficit de R\$ 7.394.549,64 em 9 anos (ou 108 meses), cuja responsabilidade é paritária entre Patrocinadora, participantes e assistidos, ou seja, o equivalente às alíquotas suplementares discriminadas conforme tabela abaixo:

Ano	(I)	(II)	(III)	(IV)
2011	0,2979%	0,2979%	415.088,66	1.265.803,54
2012 (**)	0,3765%	0,3765%	490.253,61	1.563.324,69
2013 (**)	0,4535%	0,4535%	579.029,54	1.930.776,78
2014				



9

MINISTÉRIO DA PREVIDÊNCIA SOCIAL
SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR
DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS

1- SIGLA: ELETROS

2- CÓDIGO: 00326

3- RAZÃO SOCIAL: FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

4- NOME DO PLANO: 19.790.021-18 - PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL

5- PATROCINADORAS: 1.180/0001-26; 34.268.789/0001-88; 42.288.886/0001-60

PARECER ATUARIAL

(**)	-----0,5522%	-----0,5522%	-----683.881,18	-----2.384.596,76
2015 (**)	-----0,6719%	-----0,6719%	-----807.719,52	-----2.945.084,98
2016 (**)	-----0,8065%	-----0,8065%	-----953.982,71	-----3.637.313,32
2017 (**)	-----0,9874%	-----0,9874%	-----1.126.731,48	-----4.492.246,66
2018 (**)	-----1,1861%	-----1,1861%	-----1.330.761,89	-----5.548.128,06
2019 (**)	-----1,4440%	-----1,4440%	-----1.571.738,46	-----6.852.189,39

(I) - % da folha dos participantes ativos e assistidos não blindados

(II) - Paridade de responsabilidade da Patrocinadora

(III) - Contribuição Suplementar (Participantes + Patrocinadora)

(IV) - Contribuição Suplementar exclusiva da Patrocinadora

(**) As contribuições extraordinárias, aqui apresentadas, serão objeto de revisão a cada encerramento do exercício (a partir do encerramento do exercício de 2011).

2) A rentabilidade nominal líquida obtida pela ELETROS na aplicação do seu Patrimônio de Cobertura do Plano (incluindo tanto o Ativo Integralizado quanto o Ativo por Integralizar), ao longo de 2010, foi de 15,72% contra uma meta atuarial de 12,21%, o que, em termos reais, significou obter mais 8,80% contra uma meta atuarial de mais 5,5%, utilizando como indexador o INPC do IBGE aplicado com 1 (um) mês de defasagem e adotando-se o método da Taxa Interna de Retorno (TIR), a partir dos fluxos mensais de receitas e despesas, na obtenção dos referidos percentuais de rentabilidade, tendo sido a obtenção de rentabilidade líquida superior à meta atuarial de rentabilidade.

3) O Passivo Atuarial (Provisões Matemáticas) e o Patrimônio de Cobertura do Plano BD da ELETROS, em 31/12/2010, que já retrata a posição deste Plano após o encerramento, ocorrido em 31/05/2009, das migrações para o Novo Plano com características de Contribuição Definida da ELETROS, apresentavam a seguinte abertura:

- (A) Provisão de Benefícios Concedidos	R\$ 1.542.969.467,08
- (A.1.) Benefícios do Plano	R\$ 1.542.969.467,08
(A.1.1.) Aposentadorias já concedidas	R\$ 1.288.091.352,15
(A.1.2.) Reversão de Aposentadorias já concedidas em pensão.....	R\$ 146.063.745,94
(A.1.3.) Pensões já concedidas	R\$ 103.099.808,39
(A.1.4.) Saldo das Operações Não Contratadas informado pela Entidade	R\$ 5.714.560,60
- (B) Provisão de Benefícios a Conceder	R\$ 268.202.992,85
- (B.1.) Benefícios do Plano	R\$ 304.576.961,52
(B.1.1.) Benefícios a Conceder de Participantes Não Assistidos	R\$ 304.576.961,52
(B.1.1.1.) Aposentadorias a Conceder	R\$ 269.343.381,76
(B.1.1.2.) Pensões a Conceder	R\$ 24.217.861,38
(B.1.1.3.) Vesting / BPD a Conceder	R\$ 11.015.718,38
- (B.2.) Outras Contribuições da Geração Atual	R\$ (36.373.968,67)
(B.2.1.) Aposentadorias a Conceder de Participantes Não Assistidos	R\$ (33.199.993,76)
(B.2.2.) Pensões a Conceder a beneficiários de Participantes Não Assistidos	R\$ (3.173.974,91)
- (C) Provisões Matemáticas a Constituir	R\$ (5.714.560,60)
(C.1.) Saldo das Operações Não Contratadas igual a	R\$ (5.714.560,60)
- (D) Provisões Matemáticas	R\$ 1.805.457.899,33
- (E) Déficit Técnico Acumulado	R\$ (29.944.062,18)
- (F) Patrimônio de Cobertura do Plano	R\$ 1.775.513.837,15

NOTA: A idade média dos participantes ativos deste Plano é de 51 anos.

4) Informações do setor contábil da ELETROS nos dão conta da existência, em 31/12/2010, de débitos das



10

**MINISTÉRIO DA PREVIDÊNCIA SOCIAL
SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR
DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS**

1- SIGLA: ELETROS

2- CÓDIGO: 00326

3- RAZÃO SOCIAL: FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

4- NOME DO PLANO: 19.790.021-18 - PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL

5- PATROCINADORAS: 1.180/0001-26; 34.268.789/0001-88; 42.288.886/0001-60

PARECER ATUARIAL

Patrocinadoras para com este Plano de Benefícios Definidos (BD), já devidamente contabilizados em fase de contratação no valor de R\$ 5.714.560,60 (Provisões Matemáticas a Constituir).

5) Finalmente, com relação aos valores registrados como Provisão Matemática de Benefícios Concedidos e de Benefícios a Conceder e como Déficit Técnico Acumulado, atestamos que os mesmos foram avaliados por nossa Consultoria Atuarial Independente tomando por base dados contábeis e cadastrais encaminhados pela ELETROS e considerados razoáveis e lógicos por nossa Consultoria, adotando-se as mesmas hipóteses atuariais e os regimes/métodos de financiamento atuarial destacados no item 1 deste Parecer Atuarial. Os dados cadastrais foram objeto de análise de consistência e de comparação com os dados cadastrais da avaliação atuarial do exercício anterior, a qual submetemos à ELETROS para os ajustes necessários e posterior validação, tendo sido, após tal validação, utilizados na elaboração da avaliação atuarial de 31/12/2010.

6) Para fins de abertura dentro do Plano de Contas vigente desde 01/01/2010, as Provisões Matemáticas discriminadas na folha 2/3 deste DRAA, apresentam a seguinte situação, em 31/12/2010:

(A) 2.3.1.1.01.00.00 Benefícios Concedidos	R\$ 1.542.969.467,08
(A.1.)2.3.1.1.01.02.00 Benefício Definido Estruturado em Regime de Capitalização	R\$ 1.542.969.467,08
(A.1.1.) 2.3.1.1.01.02.01. Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados Assistidos	R\$ 1.477.365.650,78 (*1)
(A.1.2.) 2.3.1.1.01.02.02. Valor Atual dos Benefícios Futuros Não Programados Assistidos	R\$ 65.603.816,30
(B) 2.3.1.1.02.00.00 Benefícios a Conceder	R\$ 268.202.992,85
(B.1.) 2.3.1.1.02.02.00 Benefício Definido Estruturado em Regime de Capitalização Programado	R\$ 261.807.383,05
(B.1.1.) 2.3.1.1.02.02.01. Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados	R\$ 296.527.248,85
(B.1.2.) 2.3.1.1.02.02.02. Valor Atual das Contribuições Futuras dos Patrocinadores	R\$ (17.359.932,90)
(B.1.3.) 2.3.1.1.02.02.03. Valor Atual das Contribuições Futuras dos Participantes	R\$ (17.359.932,90)
(B.2.)2.3.1.1.02.03.00 Benefício Definido Estruturado em Regime de Capitalização Não Programado	R\$ 6.395.609,80
(B.2.1.) 2.3.1.1.02.03.01. Valor Atual dos Benefícios Futuros Não Programados	R\$ 8.049.712,67
(B.2.2.) 2.3.1.1.02.03.02. Valor Atual das Contribuições Futuras dos Patrocinadores	R\$ (827.051,43)
(B.2.3.) 2.3.1.1.02.03.03. Valor Atual das Contribuições Futuras dos Participantes	R\$ (827.051,44)
(B.3.)2.3.1.1.02.04.00 Benefício Definido Estruturado em Regime de Repartição de Capital de Cobertura	R\$ 0,00
(B.4.)2.3.1.1.02.05.00 Benefício Definido Estruturado em Regime de Repartição Simples	R\$ 0,00
(C) 2.3.1.1.03.00.00 Provisões Matemáticas a Constituir	R\$ (5.714.560,60)
(C.1.)2.3.1.1.03.01.00 Serviço Passado	R\$ (5.714.560,60)
(C.1.1.) 2.3.1.1.03.01.01. Patrocinadores (*1).....	R\$ (5.714.560,60)
(C.1.2.) 2.3.1.1.03.01.02. Participantes	R\$ (0,00)
(D) = (A)+(B)+(C) 2.3.1.1.00.00.00 Provisões Matemáticas	R\$ 1.805.457.899,33
(E) = (F)-(D) 2.3.1.2.01.02.00 Déficit Técnico Acumulado	R\$(29.944.062,18)
(F) 2.3.1.0.00.00.00 Patrimônio de Cobertura do Plano	R\$ 1.775.513.837,15

(*1) Inclui o valor do Saldo das Operações Não Contratadas de R\$ 5.714.560,60. (Provisões Matemáticas a Constituir).



11

**MINISTÉRIO DA PREVIDÊNCIA SOCIAL
SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR
DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS**

1- SIGLA: ELETROS

2- CÓDIGO: 00326

3- RAZÃO SOCIAL: FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

4- NOME DO PLANO: 19.790.021-18 - PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL

5- PATROCINADORAS: 1.180/0001-26; 34.268.789/0001-88; 42.288.886/0001-60

LOCAL E DATA

ASS. ATUÁRIO - MTb Nº 426

CIENTE

ASS. REPRESENTANTE DA ENTIDADE

NOME:
CARGO:

ASS. REPRESENTANTE DA PATROCINADORA 1.180/0001-26

NOME
CARGO

ASS. REPRESENTANTE DA PATROCINADORA 34.268.789/0001-88

NOME
CARGO

ASS. REPRESENTANTE DA PATROCINADORA 42.288.886/0001-60

NOME
CARGO



MINISTÉRIO DA PREVIDÊNCIA E ASSISTÊNCIA SOCIAL

FOLHA DE ENCAMINHAMENTO DO
DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS

ENTIDADE

1- SIGLA: ELETROS

2- CÓDIGO: 00326


3- RAZÃO SOCIAL: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DADOS DOS PLANOS

4- NÚMERO DE PLANOS: 1

6- PLANOS	6- APROVAÇÃO	7- INÍCIO	8- ÚLTIMA ALTERAÇÃO	9- VALOR DE RESGATE	10- NÚMERO DE EMPREGADOS	11- FOLHA SALÁRIO DA PATROCINADORA
PLANO CD ELETROBRÁS CNPB 20.060.015-74	29/03/2006	01/04/2006	27/05/2009	243.090.355,90	2.066	15.084.385,33

12- OBSERVAÇÕES:

ENTIDADE

ASS. REPRESENTANTE DA ENTIDADE
NOME: Marco Aurélio Orrego da Costa e Silva
CARGO: Presidente

RESERVADO À SPC



SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR

DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS

ENTIDADE

1- SIGLA: ELETROS | 2- CÓDIGO: 00326

3- RAZÃO SOCIAL: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

PLANO

4- PLANO: PLANO CD ELETROBRÁS CNPB 20.060.015-74

5- PATROCINADORAS: CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A - ELETROBRÁS, CENTRO DE PESQUISA DA ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL, E FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

6- MOTIVO DA AVALIAÇÃO: Anual

ATUÁRIO RESPONSÁVEL: Sergio Mendes de Azevedo Tinoco

8- Mth: 305 | 7- CPF: 178.591.317-49 | 12- CNPJ:

AVALIAÇÃO DO PLANO

13- DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2010 | 14- DATA BASE: 31/12/2010 | 15- MOEDA: R\$ 1,00

DADOS DO PLANO

16- SITUAÇÃO DO PLANO: EM MANUTENÇÃO | 17- DATA DE DESATIVAÇÃO: / /

23- OBSERVAÇÕES



SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR

DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS

1- SIGLA: ELETROS | 2- CÓDIGO: 00326
3- RAZÃO SOCIAL: FUNDAÇÃO ELETOBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
4- NOME DO PLANO: PLANO CD ELETOBRÁS CNPB 20.060.015-74

CARACTERÍSTICAS DO PLANO

18- BENEFÍCIOS: Renda Mensal por Aposentadoria
19- NÍVEL BÁSICO DO BENEFÍCIO: Conversão do Saldo de Conta
21- REGIME FINANCEIRO: Capitalização | 22- MÉTODO: Capitalização

18- BENEFÍCIOS: Renda Mensal por Invalidez
19- NÍVEL BÁSICO DO BENEFÍCIO: Conversão do Saldo de Conta
21- REGIME FINANCEIRO: Capitalização | 22- MÉTODO: Capitalização

18- BENEFÍCIOS: Renda Mensal por Benefício Proporcional Diferido
19- NÍVEL BÁSICO DO BENEFÍCIO: Conversão do Saldo de Conta
21- REGIME FINANCEIRO: Capitalização | 22- MÉTODO: Capitalização

18- BENEFÍCIOS: Renda Mensal de Pensão por Morte
19- NÍVEL BÁSICO DO BENEFÍCIO: Conversão do Saldo de Conta
21- REGIME FINANCEIRO: Capitalização | 22- MÉTODO: Capitalização

18- BENEFÍCIOS: Renda Mensal por Benefício Proporcional Diferido Saldado
19- NÍVEL BÁSICO DO BENEFÍCIO: Benefício Proporcional Diferido Saldado migrado de outro plano
21- REGIME FINANCEIRO: Capitalização | 22- MÉTODO: Capitalização

18- BENEFÍCIOS: Resgate de Contribuições
19- NÍVEL BÁSICO DO BENEFÍCIO: 100% Contribuições do participante + P% Contribuições da Patrocinadora + Portabilidade EAPP
21- REGIME FINANCEIRO: Capitalização | 22- MÉTODO: Capitalização



MINISTÉRIO DA PREVIDÊNCIA E ASSISTÊNCIA SOCIAL

4

SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR

DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS

1- SIGLA:	ELETROS	2- CÓDIGO:	00326
3- RAZÃO SOCIAL:	FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS		
4- NOME DO PLANO:	PLANO CD ELETROBRÁS CNPB 20.060.015-74		
5- PATROCINADORAS:	CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A - ELETROBRÁS, CENTRO DE PESQUISA DA ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL, E FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS		

RESULTADO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL - VALORES

24- ATIVO LÍQUIDO DO PLANO:	R\$ 829.119.413,00
25- RESERVAS MATEMÁTICAS:	R\$ 829.119.413,00
26- BENEFÍCIOS CONCEDIDOS:	R\$ 239.753.548,38
27- Benefícios do Plano:	R\$ 239.753.548,38
28- Contribuição da Patrocinadora sobre os Benefícios:	R\$ 0,00
29- Outras Contribuições da Geração Atual	R\$ 0,00
30- Outras Contribuições das Gerações Futuras	R\$ 0,00
31- BENEFÍCIOS A CONCEDER	R\$ 600.188.541,66
32- Benefícios do Plano com a Geração Atual	R\$ 600.188.541,66
33- Contribuições da Patrocinadora sobre os Benefícios da Geração Atual	R\$ 0,00
34- Outras Contribuições da Geração Atual	R\$ 0,00
35- Benefícios do Plano com Gerações Futuras	R\$ 0,00
36- Contribuições sobre os Benefícios com as Gerações Futuras	R\$ 0,00
37- Outras Contribuições das Gerações Futuras	R\$ 0,00
38- RESERVAS A AMORTIZAR	(R\$ 10.822.677,04)
39- Pelas Contribuições Especiais Vigentes	(R\$ 10.822.677,04)
40- Por Ajustes das Contribuições Especiais Vigentes	R\$ 0,00
41- DÉFICIT TÉCNICO:	R\$ 0,00
42- SUPERÁVIT TÉCNICO:	R\$ 0,00
43- RESERVA DE CONTINGÊNCIA:	R\$ 0,00
44- RESERVA PARA AJUSTES DO PLANO:	R\$ 0,00

RESULTADO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL - CUSTO

45- APOSENTADOS:	19,88%
46- INVALIDEZ:	0,00%
47- PENSÃO POR MORTE:	0,00%
48- AUXÍLIO DOENÇA:	0,00%
49- PECÚLIO POR MORTE:	0,00%
50- RESGATES:	0,00%
51- OUTROS BENEFÍCIOS (1): Crédito Adicional	1,05%
52- OUTROS BENEFÍCIOS (2):	0,00%
53- OUTROS BENEFÍCIOS (3):	0,00%
54- TOTAL DE BENEFÍCIOS:	20,93%
55- SUPLEMENTAR:	0,00%
56- AMORTIZAÇÃO DO DÉFICIT:	0,00%
57- ADMINISTRAÇÃO:	0,65%
58- TOTAL:	21,58%

RESULTADO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL - CONTRIBUIÇÕES

59- PATROCINADORAS:	10,79%
60- NORMAL:	10,79%
61- AMORTIZANTE:	0,00%
62- PARTICIPANTES ATIVOS:	10,79%
63- NORMAL:	10,79%
64- AMORTIZANTE:	0,00%
65- PARTICIPANTES ASSISTIDOS:	0,00%



SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR

DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS

1- SIGLA: ELETROS | 2- CÓDIGO: 00326
3- RAZÃO SOCIAL: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
4- NOME DO PLANO: PLANO CD ELETROBRÁS CNPB 20.060.015-74
5- PATROCINADORAS: CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A - ELETROBRÁS, CENTRO DE PESQUISA DA ENERGIA ELÉTRICA - CEPTEL, E FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

RESULTADO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL - OBSERVAÇÕES

66 a. Data em que o plano de custeio passará a vigorar: 01/04/2011
66 b. OBSERVAÇÕES: Custo Normal obtido para as contribuições básicas sobre a folha de salários de participação, considerando-se a forma de contribuição optada por cada participante, conforme disposto no art. 35 §2º do regulamento do Plano.

Custo do Crédito Adicional inclui as coberturas por Morte e Invalidez Permanente.
As despesas de administração serão custeadas pelas seguintes fontes: para custeio da gestão do Passivo do Plano serão destinados 3% do montante das contribuições previdenciárias recolhidas à ELETROS incluindo as Extraordinárias, acrescido de 0,5% ao ano, pró-rata mês, dos investimentos líquidos do Plano para custear a gestão deste Ativo.



DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS

1- SIGLA:	ELETROS	2- CÓDIGO:	00326
3- RAZÃO SOCIAL:	FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS		
4- NOME DO PLANO:	PLANO CD ELETROBRÁS CNPB 20.060.015-74		
5- PATROCINADORAS:	CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A - ELETROBRÁS, CENTRO DE PESQUISA DA ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL, E FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS		

HIPÓTESES ATUARIAIS

	COTAS DO PATRIMÔNIO
A.1.a Indexador do Plano (Reajuste dos Benefícios): (*)	
A.1.b Taxa Real Anual de Juros: (**)	6,0%
A.2 Projeção de Crescimento Real do Salário:	0,00%
A.3 Projeção de Crescimento Real do Maior Salário de Benefício do INSS:	0,00%
A.4 Projeção de Crescimento Real dos Benefícios do Plano:	0,00%
A.5 Fator de Determinação do Valor Real ao Longo do Tempo dos Salários:	0,00%
A.6 Fator de Determinação do Valor Real ao Longo do Tempo dos Benefícios da Entidade:	0,00%
A.7 Fator de Determinação do Valor Real ao Longo do Tempo dos Benefícios do INSS:	0,00%
A.8 Hipóteses sobre gerações Futuras de Novos Entrados:	0,00%
A.9.a Hipóteses sobre Rotatividade (percentual):	0,0000%

A.9.b Descrição das Hipóteses sobre Rotatividade:

A.10.a Tábua Mortalidade Geral:

AT-2000

A.10.b Observação sobre a Tábua de Mortalidade Geral:

A.11.a Tábua Mortalidade de Inválidos:

IAPB-55

A.11.b Observação sobre a Tábua de Mortalidade de Inválidos:

A.12.a Tábua Entrada em Invalidez:

LIGHT(FRACA)

A.12.b Observação sobre a Tábua de Entrada em Invalidez:

A.13 Outras Tábuas Biométricas Utilizadas:

A.14 Hipóteses sobre a composição de Família de Pensionistas:

Utiliza-se a estrutura familiar real.

A.15 Outras Hipóteses não Referidas Anteriormente:

(*) No BPDS o Reajuste dos Benefícios se dá pelo Indexador Atuarial do Plano - IAP, definido no artigo 50 - XXVI, atualmente o INPC do IBGE aplicado com um mês de defasagem. O reajuste dos benefícios dos demais aposentados se dá pela variação das cotas do plano do perfil de investimentos denominado "Perfil Eletros".

(**) Taxa de juros de 5,5% para o cálculo do passivo atuarial do BPDS.



DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS

1- SIGLA: ELETROS | 2- CÓDIGO: 00326
3- RAZÃO SOCIAL: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
4- NOME DO PLANO: PLANO CD ELETROBRÁS CNPB 20.060.015-74
5- PATROCINADORAS: CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A - ELETROBRÁS, CENTRO DE PESQUISA DA ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL, E FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

INFORMAÇÕES GERAIS

A.16 Quantidade de Participante Ativo do Sexo Feminino:	441
A.17 Quantidade de Participante Ativo do Sexo Masculino:	890
A.18 Tempo Médio de Filiação ao Plano:	4,00
A.19 Salário de Participação Médio:	R\$ 8.673,17
A.20 Quantidade de Participantes Autopatrocinados:	51
A.21 Idade Média de Participantes Autopatrocinados:	37,86
A.22 Quantidade de Participantes Assistidos:	156
A.23 Folha de Salário de Participação:	R\$ 11.543.989,79
A.24 Quantidade de Aposentadorias Especiais:(*)	-
A.25 Complementação Média de Aposentadorias Especiais:(*)	-
A.26 Idade Média de Aposentadorias Especiais:(*)	-
A.27 Quantidade de Aposentadorias:	149
A.28 Complementação Média de Aposentadorias:	R\$ 7.836,25
A.29 Idade Média de Aposentadorias:	58,65
A.30 Quantidade de Aposentadorias por Invalidez:	-
A.31 Complementação Média de Aposentadorias por Invalidez:	-
A.32 Idade Média de Aposentadorias por Invalidez:	-
A.33 Quantidade de Pensões:	7
A.34 Complementação Média de Pensões:	R\$ 3.879,20
A.35 Quantidade de Benefícios Diferidos:	64
A.36 Complementação Média de Benefícios Diferidos:	-
A.37 Quantidade de Outros Benefícios Vitalícios (1):	-
A.38 Complementação Média de Outros Benefícios Vitalícios (1):	-
A.39 Quantidade de Outros Benefícios Vitalícios (2):	-
A.40 Complementação Média de Outros Benefícios Vitalícios (2):	-
A.41 Observações:	(*) Incluídas as aposentadorias especiais junto com as aposentadorias não decorrentes de invalidez.



SECRETARIA DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR

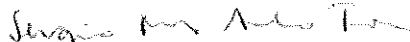
DEMONSTRATIVO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO ATUARIAL DOS PLANOS DE BENEFÍCIOS

1- SIGLA: ELETROS | 2- CÓDIGO: 00326
3- RAZÃO SOCIAL: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
4- NOME DO PLANO: PLANO CD ELETROBRÁS CNPB 20.060.015-74
5- PATROCINADORAS: CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A - ELETROBRÁS, CENTRO DE PESQUISA DA ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL, E FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

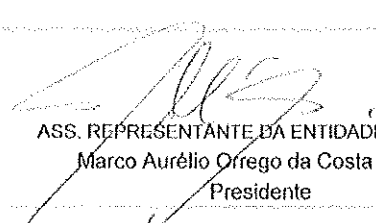
PARECER ATUARIAL

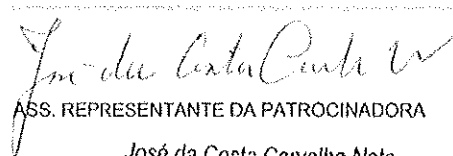
- 1) A situação financeira do Plano de Previdência para os participantes que forem empregados das Empresas Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS, Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL e Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS, apresentou equilíbrio técnico-atuarial, tendo as hipóteses e premissas de comportamento estatístico mantido-se dentro dos parâmetros considerados. Ressaltamos que as bases técnicas não foram alteradas, em relação ao último exercício.
- 2) Nesse exercício de 2011, a partir de abril, o custo para a formação da conta coletiva para custeio do risco, foi ajustada para 5% da contribuição básica.
- 3) Até a presente data não houve concessão de renda vitalícia.
- 4) A rentabilidade nominal bruta foi de 11,06% para o Plano CD Puro e de 11,92% para o Plano CD Saldado, que não superaram a meta atuarial de 12,85% para o Plano CD Puro e de 12,23% para o Plano CD Saldado. Esse fato foi conjuntural, devido ao fraco desempenho da carteira de renda variável nesse período.

Rio de Janeiro, 11 de março de 2011
LOCAL E DATA


ASS. ATUÁRIO - MIBA Nº 305
Sergio Mendes de Azevedo Tinoco

CIENTE


ASS. REPRESENTANTE DA ENTIDADE
NOME: Marco Aurélio Orrego da Costa e Silva
CARGO: Presidente


ASS. REPRESENTANTE DA PATROCINADORA
NOME: José da Costa Carvalho Neto
CARGO: Presidente

Data: 14/03/2010


Eletrobras

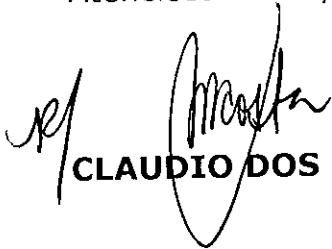
MEMORANDO

DAC-191/2011

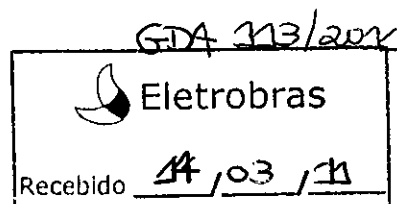
De: Chefe do **DAC**
Para: Assessor da **DA** – Alecir Angelo Gomes Coelho
Assunto: Contratos da Eletrobrás, no SIASG

Atendendo solicitação de V. Sa., DECLARO que os contratos da Eletrobrás são devidamente cadastrados no SIASG.

Atenciosamente,



CLAUDIO DOS SANTOS BERTINI



c/c: Dr. Rodrigo Madeira Henrique de Araújo – Assessor da DA

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE
(Inclui a contabilização do Fundo de Utilização do Bem Público)

Relatório de Gestão do Exercício de 2010

Rio de Janeiro
Maio de 2011

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE
(Inclui a contabilização do Fundo de Utilização do Bem Público)

Relatório de Gestão do Exercício de 2010

Relatório de Gestão do exercício de 2010 apresentado aos órgãos de controle interno e externo como prestação de contas anual a que esta Unidade está obrigada nos termos do art. 70 da Constituição Federal, elaborado de acordo com as disposições da IN TCU nº 63/2010, da DN TCU nº 107/2010, da Portaria TCU nº 277/2010.

Rio de Janeiro
Maio de 2011

SUMÁRIO

I. Informações sobre Gestão.....	04.
1. Identificação.....	04.
2. Informações sobre o planejamento e gestão orçamentária e financeira.....	05.
3. Informações sobre o reconhecimento de passivos por insuficiência de créditos e recursos.....	06.
4. Informações sobre a movimentação e os saldos de Restos a Pagar de Exercícios Anteriores.....	
5. Informações sobre recursos humanos.....	06.
6. Informações sobre as transferências mediante convênio, acordo ou outros instrumentos.....	06.
7. Declaração da área responsável sobre contratos e convênios - SIASG/SICONV.....	06.
8. Informações sobre o cumprimento da Lei nº 8.730, de 10/11/1993.....	06.
9. Informações sobre o funcionamento do sistema de controle interno.....	06.
10. Informações quando à adoção de critérios de sustentabilidade ambiental na aquisição de bens.....	06.
11. Informações sobre a gestão do patrimônio imobiliário – “Bens de Uso Especial”	06.
12. Informações sobre a gestão de tecnologia da informação (TI).....	07.
13. Informações sobre a utilização de cartões de pagamento do governo federal.....	07.
14. Informações sobre Renúncia Tributária.....	07.
15. Informações sobre as providências adotadas para atender às deliberações do TCU.....	07.
16. Informações sobre o tratamento das recomendações realizadas pela unidade de controle interno.....	07.
17. Outras informações consideradas relevantes.....	07.
18. Relação de arquivos anexos.....	07.
II. Informações Contábeis	07.
1. Demonstrações contábeis previstas na Lei 6.404/76, incluindo notas explicativas.....	07.
2. Composição acionária do Capital Social e detentora de investimento permanente em outras sociedades (investidora).....	07.
3. Parecer da auditoria independente sobre as demonstrações contábeis.....	07.
III. Informações sobre a Gestão – Conteúdo Específico por Unidade Jurisdicionada ou Grupo de Unidades Afins.....	07.
1. Despesas com ações de publicidade e propaganda.....	07.
2. Demonstrativo da remuneração paga aos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal.....	07.
3. Informações sobre Previdência Complementar.....	07.

LISTAS DE TABELAS

I)	Ingressos e Aplicações em 2010.....	05
II)	Ingressos por Natureza.....	05
III)	Aplicações por Programa e Região.....	06
IV)	Ingressos Previstos X Realizados.....	06

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

QUADRO A.1.3 - IDENTIFICAÇÃO – RELATÓRIO DE GESTÃO AGREGADO

Poder e Órgão de Vinculação			
Poder:			
Órgão de Vinculação:			Código SIORG:
Identificação da Unidade Jurisdicionada agregadora			
Denominação completa: Centrais Elétricas Brasileiras S.A.			
Denominação abreviada: Eletrobras			
Código SIORG:		Código na LOA:	Código SIAFI:
Situação: Ativa			
Natureza Jurídica:			
Principal Atividade:			Código CNAE:
Telefones/Fax de contato:			
E-mail:			
Página na Internet: www.eletrobras.com			
Endereço Postal:			
Identificação das Unidades Jurisdicionadas agregadas			
Número de Ordem:			
Denominação completa: Conta de Desenvolvimento Energético			
Denominação abreviada: CDE			
Código SIORG:		Código na LOA:	Código SIAFI:
Situação: Ativa			
Natureza Jurídica:			
Principal Atividade:			Código CNAE:
Telefones/Fax de contato:			
E-mail:			
Página na Internet:			
Endereço Postal:			
Normas relacionadas às Unidades Jurisdicionadas			
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas			
Criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002			
Decreto nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002			
Resolução Normativa nº074, de 15 de julho de 2004			
Resolução Normativa nº129, de 20 de dezembro de 2004			
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas			
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas			
Unidades Gestoras e Gestões Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas			
Unidades Gestoras Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas			
Código SIAFI	Nome		
Gestões relacionadas às Unidades Jurisdicionadas			
Código SIAFI	Nome		
Relacionamento entre Unidades Gestoras e Gestões			
Código SIAFI da Unidade Gestora		Código SIAFI da Gestão	

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

2. Informações sobre o planejamento e gestão orçamentária e financeira

A Conta de Desenvolvimento Energético - CDE foi criada pela Lei 10.438/2002 com o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. Nesta conta são contabilizadas as movimentações do Fundo de Utilização do Bem Público – UBP.

Para compensar as concessionárias de energia elétrica pela redução de receitas oriundas do atendimento aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda foi criada a subvenção econômica, com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Em 2010 foi liberado, a título de subvenção, R\$ 3.247 milhões, sendo R\$ 1.679 milhão para Baixa Renda, atendendo a diversas concessionárias de distribuição de energia elétrica e R\$ 1.568 milhão para o Programa Luz para Todos. Abaixo demonstramos a movimentação financeira da CDE em 2010:

I) Ingressos e Aplicações em 2010:

Movimentação	R\$ milhões
Ingressos: CDE+UBP+Multas ANEEL:	3.976
Arrecadação de quotas	3.127
Outros	849
Aplicações:	3.846
Subvenção Luz Para Todos	1.568
Subvenção Baixa Renda	1.679
Carvão Mineral	599
Outras	0

II) Ingressos por Natureza:

Ingressos	Em R\$ milhões	%
Arrecadação de quotas	2.879	72,4
Quotas da UBP	248	6,2
Multas da ANEEL	115	2,9
Parcelamentos/Restituição LPT	158	4,0
Transferência da RGR – Subvenção para o programa LPT	530	13,3
Rendimento das aplicações financeiras	34	0,9
Outras fontes	11	0,3
TOTAL	3.976	100,0

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

III) Aplicações por Programa e Região

Aplicações	Macro-Regiões					R\$ milhões
	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	
Subvenção Luz Para Todos	638	674	72	20	164	1.568
Subvenção Baixa Renda	98	1.079	338	132	32	1.679
Carvão Mineral	0	0	0	599	0	599
TOTAL	736	1.753	410	751	196	3.846

IV) Ingressos Previstos X Realizados

Valores em R\$ Mil

Ingressos	Previsão (a)	Realização (b)	Participação % (c)	Desempenho % (d=b/a)
Arrecadação de Quotas	3.182,9	2.879,3	72,4	90,5
Quotas da UBP	234,0	247,9	6,2	105,9
Multas da ANEEL	41,0	115,2	2,9	281,1
Parcelamentos / Restituição LPT	32,0	158,1	4,0	494,2
Transferência da RGR – Subvenção para o Programa LPT	438,0	530,0	13,3	121,0
Rendimento das Aplicações Financeiras	0,0	34,0	0,9	0,0
Outras fontes	0,0	11,0	0,3	0,0
TOTAL	3.927,9	3.975,7	100,0	101,2

3. Informações sobre o reconhecimento de passivos por insuficiência de créditos e recursos.

Não se aplica.

4. Informações sobre a movimentação e os saldos de Restos a Pagar de Exercícios Anteriores

Não se aplica.

5. Informações sobre recursos humanos.

Não se aplica.

6. Informações sobre as transferências mediante convênio, acordo ou outros instrumentos.

Não se aplica.

7. Declaração da área responsável sobre contratos e convênios - SIASG/SICONV

Não se aplica.

8. Informações sobre o cumprimento da Lei nº 8.730, de 10/11/1993

Não se aplica.

9. Informações sobre o funcionamento do sistema de controle interno

Não se aplica.

10. Informações quando à adoção de critérios de sustentabilidade ambiental na aquisição de bens

Não se aplica.

11. Informações sobre a gestão do patrimônio imobiliário – “Bens de Uso Especial”.

Não se aplica.

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

12. Informações sobre a gestão de tecnologia da informação (TI)

Não se aplica.

13. Informações sobre a utilização de cartões de pagamento do governo federal

Não se aplica.

14. Informações sobre Renúncia Tributária

Não se aplica.

15. Informações sobre as providências adotadas para atender às deliberações do TCU

Não se aplica.

16. Informações sobre o tratamento das recomendações realizadas pela unidade de controle interno

Não se aplica.

17. Outras informações consideradas relevantes

Não se aplica.

18. Relação de arquivos anexos

Não se aplica.

II. Informações Contábeis

1. Demonstrações contábeis previstas na Lei 6.404/76, incluindo notas explicativas

Não se aplica.

2. Composição acionária do Capital Social e detentora de investimento permanente em outras sociedades (investidora).

Não se aplica.

3. Parecer da auditoria independente sobre as demonstrações contábeis

Não se aplica.

III. Informações sobre a Gestão – Conteúdo Específico por Unidade Jurisdicionada ou Grupo de Unidades Afins

Não se aplica.

1. Despesas com ações de publicidade e propaganda

Não se aplica.

2. Demonstrativo da remuneração paga aos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal

Não se aplica.

3. Informações sobre Previdência Complementar

Não se aplica.

José da Costa Carvalho Neto
Presidente da Eletrobras

Reserva Global de Reversão - RGR

Relatório de Gestão do Exercício de 2010

Rio de Janeiro
Maio de 2011

Reserva Global de Reversão - RGR

Relatório de Gestão do Exercício de 2010

Relatório de Gestão do exercício de 2010 apresentado aos órgãos de controle interno e externo como prestação de contas anual a que esta Unidade está obrigada nos termos do art. 70 da Constituição Federal, elaborado de acordo com as disposições da IN TCU nº 63/2010, da DN TCU nº 107/2010, da Portaria TCU nº 277/2010.

Rio de Janeiro
Maio de 2011

SUMÁRIO

I. Informações sobre Gestão.....	04.
1. Identificação.....	04.
2. Informações sobre o planejamento e gestão orçamentária e financeira.....	05.
3. Informações sobre o reconhecimento de passivos por insuficiência de créditos e recursos.....	08.
4. Informações sobre a movimentação e os saldos de Restos a Pagar de Exercícios Anteriores.....	
5. Informações sobre recursos humanos.....	08.
6. Informações sobre as transferências mediante convênio, acordo ou outros instrumentos.....	08.
7. Declaração da área responsável sobre contratos e convênios - SIASG/SICONV.....	08.
8. Informações sobre o cumprimento da Lei nº 8.730, de 10/11/1993.....	08.
9. Informações sobre o funcionamento do sistema de controle interno.....	08.
10. Informações quando à adoção de critérios de sustentabilidade ambiental na aquisição de bens.....	08.
11. Informações sobre a gestão do patrimônio imobiliário – “Bens de Uso Especial”.....	08.
12. Informações sobre a gestão de tecnologia da informação (TI).....	08.
13. Informações sobre a utilização de cartões de pagamento do governo federal.....	08.
14. Informações sobre Renúncia Tributária.....	08.
15. Informações sobre as providências adotadas para atender às deliberações do TCU.....	08.
16. Informações sobre o tratamento das recomendações realizadas pela unidade de controle interno.....	08.
17. Outras informações consideradas relevantes.....	08.
18. Relação de arquivos anexos.....	08.
II. Informações Contábeis	08.
1. Demonstrações contábeis previstas na Lei 6.404/76, incluindo notas explicativas.....	08.
2. Composição acionária do Capital Social e detentora de investimento permanente em outras sociedades (investidora).....	09.
3. Parecer da auditoria independente sobre as demonstrações contábeis.....	09.
III. Informações sobre a Gestão – Conteúdo Específico por Unidade Jurisdicionada ou Grupo de Unidades Afins.....	09.
1. Despesas com ações de publicidade e propaganda.....	09.
2. Demonstrativo da remuneração paga aos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal.....	09.
3. Informações sobre Previdência Complementar.....	09.

LISTAS DE TABELAS

I)	Ingressos e Aplicações em 2010.....	05
II)	Ingressos por Natureza.....	06
III)	Aplicações por Programa e Região.....	06
IV)	Liberações por Programa.....	07
V)	Ingressos Previstos X Realizados.....	07

Reserva Global de Reversão - RGR

PORTARIA TCU Nº 277

QUADRO A.1.3 - IDENTIFICAÇÃO – RELATÓRIO DE GESTÃO AGREGADO

Poder e Órgão de Vinculação			
Poder:			
Órgão de Vinculação:			Código SIORG:
Identificação da Unidade Jurisdicionada agregadora			
Denominação completa: Centrais Elétricas Brasileiras S.A.			
Denominação abreviada: Eletrobras			
Código SIORG:		Código na LOA:	Código SIAFI:
Situação: Ativa			
Natureza Jurídica:			
Principal Atividade:			Código CNAE:
Telefones/Fax de contato:			
E-mail:			
Página na Internet: www.eletrobras.com			
Endereço Postal:			
Identificação das Unidades Jurisdicionadas agregadas			
Número de Ordem:			
Denominação completa: Reserva Global de Reversão			
Denominação abreviada: RGR			
Código SIORG:		Código na LOA:	Código SIAFI:
Situação: Ativa			
Natureza Jurídica:			
Principal Atividade:			Código CNAE:
Telefones/Fax de contato:			
E-mail:			
Página na Internet: http://www.eletrobras.com			
Endereço Postal:			
Normas relacionadas às Unidades Jurisdicionadas			
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas			
Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971			
Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993			
Decreto nº 774, de 18 de março de 1993			
Resolução ANEEL nº 23, de 05 de fevereiro de 1999			
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas			
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas			
Unidades Gestoras e Gestões Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas			
Unidades Gestoras Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas			
Código SIAFI	Nome		
Gestões relacionadas às Unidades Jurisdicionadas			
Código SIAFI	Nome		
Relacionamento entre Unidades Gestoras e Gestões			
Código SIAFI da Unidade Gestora			Código SIAFI da Gestão

Reserva Global de Reversão - RGR

2. Informações sobre o planejamento e gestão orçamentária e financeira

A Reserva Global de Reversão foi criada pela Lei 5.655/1971 com a finalidade de prover recursos para os casos de reversão e encampação de serviços de energia elétrica. Os recursos, enquanto não utilizados para os fins a que se destinam, são aplicados na concessão de financiamentos destinados a expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do governo federal.

Com o advento da MP 517/2010, artigo 16, a cobrança das quotas da RGR foi prorrogada até o final do exercício de 2035.

Na condição de gestora dos recursos oriundos da RGR, conforme legislação em vigor, a Eletrobras aplicou, no exercício financeiro de 2010, o montante de R\$1.634 milhão. A movimentação referente aos ingressos e às aplicações desses recursos, ocorrida durante o ano de 2010, está apresentada nos quadros a seguir:

I) Ingressos e aplicações em 2010:

Movimentação	Em R\$ milhões	
Ingressos:	3.126	
Arrecadação de quotas	1.590	
Outros	1.536	
Aplicações:	1.634	
Financiamentos	1.049	
Outras	585	
Região	Financiamento Liberado R\$ milhões	%
Norte	320	30,5
Nordeste	166	15,8
Centro-Oeste	138	13,2
Sul	248	23,6
Sudeste	177	16,9
TOTAL	1.049	100,0

Reserva Global de Reversão - RGR

II) Ingressos por Natureza:

Ingressos	Em R\$ milhões	%
Arrecadação de quotas	1.590	50,9
Juros de reversão	12	0,4
Parcelamentos	12	0,4
Amortizações efetuadas pela Eletrobras	865	27,7
Rendimento de aplicações financeiras	646	20,6
Outras	1	0,0
TOTAL	3.126	100,0

III) Liberações por Programa e Região

Programas	Liberações – R\$ milhões	%
Luz Para Todos	454	43,3
Reluz/Conservação	45	4,3
Geração	184	17,5
Transmissão	279	26,6
Distribuição	72	6,9
Revitalização de Parques Térmicos	15	1,4
Outros	0	0,0
TOTAL	1.049	100,0

Reserva Global de Reversão - RGR

IV) Liberações por Programa e Região

Programas	Macro-Regiões					R\$ milhões
	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	
Luz Para Todos	63	91	82	103	115	454
Reluz/Conservação	19	4	14	8	0	45
Geração	62	0	48	74	0	184
Transmissão	136	43	33	56	11	279
Distribuição	25	28	0	7	12	72
Revitalização de Parques Térmicos	15	0	0	0	0	15
Outros	0	0	0	0	0	0
TOTAL	320	166	177	248	138	1.049

V) Ingressos Previstos X Realizados

Valores em R\$ Mil

Ingressos	Previsão (a)	Realização (b)	Participação % (c)	Desempenho % (d=b/a)
Arrecadação de quotas	1.668,0	1.590,2	95,3	50,9
Juros de reversão	11,5	11,6	100,8	0,4
Parcelamentos	11,5	12,3	107,6	0,4
Amortizações efetuadas pela Eletrobras	997,0	864,9	86,7	27,7
Rendimento de aplicações financeiras	600,0	646,1	107,7	20,6
Outras	0,0	1,3	0,0	0,0
TOTAL	3.288,0	3.126,4	95,1	100,0

Reserva Global de Reversão - RGR

3. Informações sobre o reconhecimento de passivos por insuficiência de créditos e recursos.

Não se aplica.

4. Informações sobre a movimentação e os saldos de Restos a Pagar de Exercícios Anteriores

Não se aplica.

5. Informações sobre recursos humanos.

Não se aplica.

6. Informações sobre as transferências mediante convênio, acordo ou outros instrumentos.

Não se aplica.

7. Declaração da área responsável sobre contratos e convênios - SIASG/SICONV

Não se aplica.

8. Informações sobre o cumprimento da Lei nº 8.730, de 10/11/1993

Não se aplica.

9. Informações sobre o funcionamento do sistema de controle interno

Não se aplica.

10. Informações quando à adoção de critérios de sustentabilidade ambiental na aquisição de bens

Não se aplica.

11. Informações sobre a gestão do patrimônio imobiliário – “Bens de Uso Especial”.

Não se aplica.

12. Informações sobre a gestão de tecnologia da informação (TI)

Não se aplica.

13. Informações sobre a utilização de cartões de pagamento do governo federal

Não se aplica.

14. Informações sobre Renúncia Tributária

Não se aplica.

15. Informações sobre as providências adotadas para atender às deliberações do TCU

Não se aplica.

16. Informações sobre o tratamento das recomendações realizadas pela unidade de controle interno

Não se aplica.

17. Outras informações consideradas relevantes

Não se aplica.

18. Relação de arquivos anexos

Não se aplica.

II. Informações Contábeis

1. Demonstrações contábeis previstas na Lei 6.404/76, incluindo notas explicativas

Não se aplica.

Reserva Global de Reversão - RGR

2. Composição acionária do Capital Social e detentora de investimento permanente em outras sociedades (investidora).

Não se aplica.

3. Parecer da auditoria independente sobre as demonstrações contábeis

Não se aplica.

III. Informações sobre a Gestão – Conteúdo Específico por Unidade Jurisdicionada ou Grupo de Unidades Afins

Não se aplica.

1. Despesas com ações de publicidade e propaganda

Não se aplica.

2. Demonstrativo da remuneração paga aos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal

Não se aplica.

3. Informações sobre Previdência Complementar

Não se aplica.

José da Costa Carvalho Neto
Presidente da Eletrobras